



Novembre 2020

# Perspectives énergétiques 2050+

## Rapport succinct



© Prognos AG/TEP Energy GmbH/Infras AG 2020

**Date:** 26 novembre 2020, actualisé le 12 avril 2022

**Lieu:** Berne

**Mandant:**

Office fédéral de l'énergie OFEN  
CH-3003 Berne  
www.ofen.admin.ch

**Mandataires:**

Prognos AG  
INFRAS AG  
TEP Energy GmbH  
Ecoplan AG

**Auteurs:**

**Prognos AG**

Almut Kirchner (Projektleitung), Prognos AG  
Andreas Kemmler (Projektleitung), Prognos AG  
Florian Ess (Projektleitung), Prognos AG  
Alex Auf der Maur, Prognos AG  
Andreas Brutsche, Prognos AG  
Hans Dambeck, Prognos AG  
Hanno Falkenberg, Prognos AG  
Sven Kreidelmeyer, Prognos AG  
Sebastian Lübbers, Prognos AG  
Alexander Piégsa, Prognos AG  
Christoph Thormeyer, Prognos AG  
Dina Tschumi, Prognos AG  
Thorsten Spillmann, Prognos AG  
Aurel Wunsch, Prognos AG  
Inka Ziegenhagen, Prognos AG

**INFRAS AG**

Hans-Jörg Althaus, INFRAS AG  
Brian Cox, INFRAS AG  
Benedikt Notter, INFRAS AG

**TEP Energy GmbH**

Martin Jakob, TEP Energy GmbH  
Giacomo Catenazzi, TEP Energy GmbH  
Ulrich Reiter, TEP Energy GmbH  
Benjamin Sunarjo, TEP Energy GmbH  
Lia Weinberg, TEP Energy GmbH

**Ecoplan AG**

Andy Müller, Ecoplan AG

**Responsable de domaine de l'OFEN:** Michael Kost, OFEN, michael.kost@bfe.admin.ch

**Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.**

**Office fédéral de l'énergie OFEN**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Adresse postale: Office fédéral de l'énergie OFEN, CH-3003 Berne  
Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ofen.admin.ch

---

## Table des matières

---

Liste des tableaux	VI
Liste des illustrations	VII
Liste des abréviations	IX
Résumé	- 1 -
<b>1 Mandat, bases et méthodologie</b>	<b>- 7 -</b>
1.1 Contexte	- 7 -
1.2 Démarche	- 7 -
1.2.1 Scénarios	- 7 -
1.2.2 Critères de sélection des mesures techniques dans le scénario ZÉRO	- 11 -
1.2.3 Limites du système et délimitations sectorielles	- 13 -
1.2.4 Modèles et réseau de modèles	- 15 -
<b>2 Hypothèses et données générales</b>	<b>- 17 -</b>
2.1 Données générales	- 17 -
2.1.1 Population et ménages	- 17 -
2.1.2 Développement économique	- 18 -
2.1.3 Surfaces de référence énergétique (SRE)	- 19 -
2.1.4 Prestations kilométriques	- 20 -
2.1.5 Prix de l'énergie et du CO <sub>2</sub>	- 20 -
2.1.6 Climat et conditions météorologiques	- 22 -
2.2 Potentiels et limitation des potentiels	- 23 -
2.2.1 Force hydraulique	- 24 -
2.2.2 Production électrique renouvelable	- 25 -
2.2.3 Chaleur renouvelable	- 25 -
2.2.4 Distribution de chaleur et de froid	- 26 -
2.3 Technologies visant à atteindre les objectifs relatifs aux gaz à effet de serre	- 27 -
2.3.1 Efficacité des bâtiments	- 28 -

2.3.2	Mobilité électrique	- 29 -
2.3.3	Pompes à chaleur électriques décentralisées	- 30 -
2.3.4	Production d'électricité et de chaleur centralisée	- 31 -
2.3.5	Agents énergétiques à base d'électricité (PtX)	- 31 -
2.3.6	Technologies d'émission négative	- 32 -
2.4	Infrastructure	- 33 -
2.5	Étranger	- 33 -
<b>3</b>	<b>Résultats concernant la consommation d'énergie finale</b>	<b>- 35 -</b>
3.1	Scénario ZÉRO base	- 35 -
3.1.1	Consommation d'énergie finale	- 35 -
3.1.2	Consommation d'énergie électrique finale	- 40 -
3.1.3	Chaleur à distance	- 42 -
3.1.4	Agents énergétiques basés sur l'électricité	- 44 -
3.1.5	Comparaison avec des valeurs indicatives de la consommation	- 45 -
3.2	Comparaison des scénarios	- 48 -
3.2.1	Consommation d'énergie finale	- 48 -
3.2.2	Consommation d'électricité	- 48 -
3.2.3	Chaleur à distance	- 49 -
3.2.4	Agents énergétiques basés sur l'électricité (PtX)	- 50 -
<b>4</b>	<b>Résultats concernant la production d'électricité et de chaleur à distance</b>	<b>- 52 -</b>
4.1	Production d'électricité	- 52 -
4.1.1	Contexte	- 52 -
4.1.2	ZÉRO base	- 52 -
4.1.3	Comparaison des scénarios et des variantes de l'offre d'électricité	- 68 -
4.2	Production de chaleur à distance	- 75 -
4.2.1	ZÉRO base	- 75 -
4.2.2	Comparaison des scénarios et des variantes	- 76 -
<b>5</b>	<b>L'énergie et les gaz à effet de serre: synthèse générale</b>	<b>- 78 -</b>
5.1	Scénario ZÉRO base	- 78 -
5.1.1	Consommation brute d'énergie	- 78 -

5.1.2	Biomasse	- 80 -
5.1.3	Émissions de gaz à effet de serre	- 81 -
5.2	Comparaison des scénarios	- 84 -
5.2.1	Consommation brute d'énergie	- 84 -
5.2.2	Biomasse	- 85 -
5.2.3	Émissions de gaz à effet de serre	- 86 -
<b>6</b>	<b>Coûts économiques directs</b>	<b>- 87 -</b>
6.1	Mise en perspective, définition et calcul	- 87 -
6.2	Résultats	- 89 -
6.2.1	ZÉRO base	- 89 -
6.2.2	Comparaison des scénarios	- 93 -
	Bibliographie	- 96 -

---

## Liste des tableaux

---

Tableau 1 :	Principales hypothèses et résultats essentiels du scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050»	- 6 -
Tableau 2 :	Scénarios et variantes	- 11 -
Tableau 3 :	Couverture de la demande de chaleur par les réseaux thermiques	- 27 -
Tableau 4 :	Évolution de la consommation d'énergie finale	- 35 -
Tableau 5 :	Consommation d'énergie finale par agents énergétiques	- 37 -
Tableau 6 :	Volume de passagers, prestation de transport, consommation de carburant et émissions de gaz à effet de serre des vols internationaux	- 39 -
Tableau 7 :	Comparaison aux objectifs de consommation énergétique finale	- 46 -
Tableau 8 :	Comparaison aux objectifs de consommation électrique	- 47 -
Tableau 9 :	Consommation nationale d'électricité	- 54 -
Tableau 10 :	Consommation et production d'électricité	- 55 -
Tableau 11 :	Puissance installée par technologies	- 57 -
Tableau 12 :	Production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables	- 61 -
Tableau 13 :	Production d'électricité dans les centrales hydroélectriques	- 62 -
Tableau 14 :	Consommation énergétique brute	- 80 -
Tableau 15 :	Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans le scénario ZÉRO base	- 82 -
Tableau 16 :	Composition des coûts économiques directs supplémentaires	- 89 -
Tableau 17 :	Comparaison des scénarios: coûts économiques directs supplémentaires par rapport au scénario PPA	- 94 -

---

## Liste des illustrations

---

Figure 1 :	Critères du scénario ZÉRO	- 13 -
Figure 2 :	Catégories d'émissions de gaz à effet de serre	- 14 -
Figure 3 :	Réseau de modèles des Perspectives énergétiques 2050+	- 16 -
Figure 4 :	Évolution de la population	- 18 -
Figure 5 :	Développement économique	- 19 -
Figure 6 :	Prix de l'énergie et du CO <sub>2</sub>	- 22 -
Figure 7 :	Évolution de la consommation d'énergie finale par agents énergétiques	- 36 -
Figure 8 :	Évolution de la consommation d'énergie finale par affectations	- 38 -
Figure 9 :	Consommation électrique par affectations	- 41 -
Figure 10 :	Consommation électrique par secteurs	- 42 -
Figure 11 :	Consommation de chaleur à distance par secteurs	- 43 -
Figure 12 :	Consommation d'agents énergétiques basés sur l'électricité et production indigène de H <sub>2</sub>	- 45 -
Figure 13 :	Comparaison des scénarios: consommation énergétique finale totale	- 48 -
Figure 14 :	Comparaison des scénarios : consommation électrique	- 49 -
Figure 15 :	Comparaison des scénarios: consommation de chaleur à distance	- 50 -
Figure 16 :	Comparaison des scénarios: agents énergétiques basés sur l'électricité (PtX)	- 51 -
Figure 17 :	Consommation nationale d'électricité	- 53 -
Figure 18 :	Production électrique par technologies	- 55 -
Figure 19 :	Puissance installée par technologies	- 56 -
Figure 20 :	Bilan hiver / été	- 58 -
Figure 21 :	Production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables	- 60 -
Figure 22 :	Production d'électricité dans les centrales hydroélectriques	- 62 -

Figure 23 :	Production électrique horaire (semestre d'hiver)	- 65 -
Figure 24 :	Production électrique horaire (semestre d'été)	- 66 -
Figure 25 :	Production électrique à l'étranger	- 67 -
Figure 26 :	Structure de la production électrique (comparaison des scénarios)	- 69 -
Figure 27 :	Structure de la production électrique au semestre d'hiver (comparaison des scénarios)	- 70 -
Figure 28 :	Production électrique renouvelable (comparaison des variantes stratégiques)	- 72 -
Figure 29 :	Production électrique renouvelable (comparaison des scénarios et des variantes)	- 73 -
Figure 30 :	Production hydroélectrique (comparaison des scénarios et des variantes)	- 74 -
Figure 31 :	Solde importateur (comparaison des scénarios)	- 75 -
Figure 32 :	Chaleur à distance	- 76 -
Figure 33 :	Production de chaleur à distance (comparaison des scénarios)	- 77 -
Figure 34 :	Consommation brute d'énergie	- 79 -
Figure 35 :	Importations nettes	- 79 -
Figure 36 :	Utilisation de la biomasse	- 81 -
Figure 37 :	Évolution des émissions de gaz à effet de serre	- 83 -
Figure 38 :	Comparaison des scénarios: consommation énergétique brute	- 84 -
Figure 39 :	Comparaison des scénarios: consommation de biomasse par secteurs, en PJ	- 85 -
Figure 40 :	Comparaison des scénarios: émissions de gaz à effet de serre	- 86 -
Figure 41 :	Différences de coût annuelles selon la variante de base	- 90 -
Figure 42 :	Différences d'investissement annualisées par secteurs et cumulées jusqu'en 2050	- 91 -
Figure 43 :	Réductions annuelles des coûts de l'énergie par agents énergétiques et cumulées jusqu'en 2050	- 92 -
Figure 44 :	Coûts économiques directs supplémentaires par rapport au scénario PPA	- 95 -

---

## Liste des abréviations

---

### Termes généraux

STEP	Station d'épuration des eaux usées
OFEV	Office fédéral de l'environnement
VEB	Véhicule électrique à batterie («battery electric vehicle», BEV)
OFEN	Office fédéral de l'énergie
CSC	Captage et stockage du carbone («carbon capture and storage», CCS)
DJR	Degrés-jours de refroidissement («cooling degree days», CDD)
CH <sub>4</sub>	Méthane
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
CO <sub>2</sub> -eq	Équivalents de dioxyde de carbone
DAC	Extraction directe dans l'air («direct air capture», DAC)
PS	Prestations de services
SRE	Surface de référence énergétique
LEne	Loi sur l'énergie (RS 730.0)
PE	Perspectives énergétiques
SE2050	Stratégie énergétique 2050
MIJ	Maisons individuelles et jumelées
VEPC	Véhicule électrique à pile à combustible («fuel cell electric vehicle», FCEV)
H <sub>2</sub>	Hydrogène
DJC	Degrés-jours de chauffage («heating degree days», HDD)
I&C	Information et communication
OACI	Organisation de l'aviation civile internationale
AIE	Agence internationale de l'énergie
IND	Industrie

UIOM	Usine d'incinération des ordures ou installation de valorisation des déchets
VUIéger	Véhicule utilitaire léger
UTCATF	Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie («land-use, land-use change and forestry», LULUCF)
IR	Immeuble résidentiel
N <sub>2</sub> O	Protoxyde d'azote
NET	Technologies d'émission négative
NOGA	Nomenclature générale des activités économiques
VHER	Véhicule hybride électrique rechargeable («plug-in hybrid electric vehicle», PHEV)
MP	Ménages privés
pkm	personne-kilomètre
Ptessence	Power-to-essence: essence basée sur l'électricité
Ptdiesel	Power-to-diesel: diesel basé sur l'électricité
Ptgaz (PtG)	Power-to-gaz: agents énergétiques gazeux basés sur l'électricité
PtH <sub>2</sub>	Power-to-hydrogène: hydrogène basé sur l'électricité
Ptkérosène	Power-to-kérosène: kérosène basé sur l'électricité
Ptliquide (PtL)	Power-to-liquide: agents énergétiques liquides basés sur l'électricité
Ptméthane	Power-to-méthane: méthane basé sur l'électricité
PtX	Power-to-X: agents énergétiques basés sur l'électricité
PV	Photovoltaïque
Voiture	Voiture de tourisme
VCR	Voie de concentration représentative («representative concentration pathway», RCP)
VUIlourd	Véhicule utilitaire lourd
GES	Gaz à effet de serre (notamment CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, gaz fluorés)
tkm	tonne-kilomètre
EPT	Équivalent plein temps
WEO	World Energy Outlook

CCF	Couplage chaleur-force
PAC	Pompe à chaleur
PPA	Scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle»
ZÉRO	Scénario «zéro émission nette»

### **Unités physiques**

k-,M-,G-,T-,P-	Préfixes du système international (SI) (kilo-: $10^3$ , méga-: $10^6$ , giga-: $10^9$ , téra-: $10^{12}$ , péta-: $10^{15}$ )
ha	Hectare
J	Joule
m	Mètre
m <sup>2</sup>	Mètre carré
t	Tonne
W	Watt
Wh	Wattheure



---

## Résumé

---

Les Perspectives énergétiques 2050+ analysent, dans le scénario «zéro émission nette» (scénario ZÉRO), une évolution du système énergétique compatible avec l'objectif climatique à long terme de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050 qui garantisse simultanément un approvisionnement sûr en énergie. L'étude caractérise, selon les différentes combinaisons de technologies, plusieurs variantes de ce scénario. Les voies technologiques reçoivent les désignations suivantes: variante de base (ZÉRO base), variante A (ZÉRO A), variante B (ZÉRO B) et variante C (ZÉRO C). En ce qui concerne le système électrique, on examine en outre d'autres variantes qui reposent sur différentes hypothèses relatives au développement des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité.

ZÉRO base est la variante qui, du point de vue actuel, apparaît avantageuse quant à une efficacité maximale des coûts et une acceptation élevée au sein de la société compte tenu des aspects de sécurité de l'approvisionnement énergétique ainsi que de la fiabilité de la réalisation des objectifs. S'agissant de la réalisation des objectifs toutefois, on dispose d'une certaine marge de manœuvre présentée par les variantes A, B et C. Dans ZÉRO A, l'électrification est plus importante. Dans ZÉRO B, on recourt davantage aux gaz synthétiques. Dans ZÉRO C, les agents énergétiques liquides basés sur l'électricité et les réseaux de chaleur sont plus fortement pondérés que dans la variante de base. Cet éventail des scénarios étudiés est complété par le scénario PPA (Poursuite de la politique actuelle), qui reproduit le maintien des mesures actuelles de politique énergétique et climatique.

Le présent rapport succinct comprend les principales hypothèses et les résultats essentiels des simulations par scénarios. L'attention s'y concentre sur la variante ZÉRO base comme principale variante de réalisation des objectifs à long terme concernant les gaz à effet de serre. Quant au secteur de l'électricité, ce rapport décrit surtout les résultats de la voie de développement des énergies renouvelables assurant en 2050 un bilan annuel équilibré entre les importations et les exportations. Nous commençons par résumer ci-après les résultats essentiels et les observations du présent rapport succinct. Une documentation complète de l'ensemble des travaux et des simulations par scénarios suivra en 2021 une fois que tous les travaux seront achevés.

## **Zéro émission nette de gaz à effet de serre**

Il est possible de réduire les émissions de gaz à effet de serre à zéro net d'ici 2050 avec les technologies actuellement connues. Il est toutefois urgent d'agir.

- À l'horizon 2050, on peut éviter presque totalement les émissions de gaz à effet de serre liées à l'utilisation d'énergie dans les secteurs des ménages, des prestations de services, de l'industrie et des transports.
- Les technologies connues aujourd'hui permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les émissions restantes, de quelque 12 millions de tonnes, proviennent principalement de l'agriculture, de la valorisation thermique des déchets et des processus industriels. C'est pourquoi il est nécessaire de recourir au captage et stockage du carbone (CCS) et aux technologies d'émission négative (NET) tant en Suisse qu'à l'étranger.
- Compte tenu de la longue durée des cycles d'investissement dans le système énergétique, il est urgent de mettre rapidement en œuvre, dans tous les secteurs, des mesures en profondeur qui permettent d'atteindre les objectifs d'ici à 2050.

## **Énergies renouvelables et efficacité énergétique**

Il faut utiliser complètement les potentiels d'efficacité énergétique et ceux des énergies renouvelables en Suisse.

- L'efficacité énergétique est une condition essentielle de la réalisation des objectifs, elle facilite la transformation du système énergétique et réduit la dépendance de l'étranger. Une efficacité énergétique élevée entraîne une diminution de la consommation énergétique finale nécessaire au chauffage des locaux, à la mobilité et à l'éclairage.
- En 2050, les agents énergétiques fossiles ne seront plus utilisés que par exception, par exemple dans la consommation non énergétique destinée à la fabrication de produits.
- Grâce à la baisse de la consommation de produits pétroliers et de gaz naturel, les importations d'énergie et la dépendance envers l'étranger diminuent. La part des importations nettes dans la consommation d'énergie brute recule d'environ 75% en 2019 à moins de 25% en 2050.
- L'électricité devient un agent énergétique essentiel pour la chaleur (bâtiment) et la mobilité. Les véhicules électriques et les pompes à chaleur sont, à un coût avantageux, des alternatives efficaces aux moteurs à combustion et aux chauffages conventionnels. Les pompes à chaleur sont complétées par les réseaux de chaleur à distance et de proximité que peuvent alimenter une multitude de sources de chaleur.
- Les potentiels indigènes que recèlent la biomasse, la production d'électricité renouvelable, les sources de chaleur ambiante et la chaleur à distance doivent être exploités complètement. En outre, il est nécessaire d'importer certaines quantités de biomasse produite durablement.
- Les agents électriques basés sur l'électricité (les combustibles et les carburants de synthèse sous forme liquide ou gazeuse ainsi que l'hydrogène) sont nécessaires à la réalisation de l'objectif, mais il ne faut les utiliser, pour des raisons liées à l'efficacité énergétique et des coûts, que dans les domaines où les alternatives sont rares. En font notamment partie le trafic des poids lourds et le trafic aérien international.
- Parmi les scénarios, ZÉRO A présente la consommation électrique la plus élevée tandis que ZÉRO B affiche la plus basse en raison de l'utilisation plus intensive de gaz basés sur l'électricité. Simultanément, les variantes ZÉRO B et ZÉRO C se caractérisent par les plus fortes importations d'énergie, dues au recours plus important aux agents énergétiques basés sur

l'électricité, elles entraînent une plus forte dépendance de l'étranger en termes d'importations nettes.

## **Transports**

Le secteur des transports est actuellement le plus fort émetteur de gaz à effet de serre: il est donc essentiel d'y réduire ces émissions pour atteindre les objectifs relatifs aux gaz à effet de serre.

- Il faut que les parts des véhicules électriques (à batterie) croissent rapidement dans toutes les catégories de véhicules. En 2050, le parc des voitures de tourisme électriques à batterie est d'environ 3,6 millions de véhicules.
- Dans le trafic lourd, outre les véhicules à batterie, l'hydrogène (produit pour une part en Suisse) joue aussi un rôle important à long terme. L'importation d'hydrogène exige un raccordement aux infrastructures de réseau européennes.
- Pour intégrer les énergies renouvelables dans le système électrique, il est très important qu'une très large part des processus de charge des véhicules électriques puisse être adaptés de manière flexible à l'offre d'énergies renouvelables d'ici à 2050.
- De plus, outre l'hydrogène, il faut disposer à long terme de carburants liquides basés sur l'électricité (sur la base d'hydrocarbures) afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre à zéro d'ici 2050.
- Dans le secteur des transports, par rapport au scénario ZÉRO base, on dispose d'une certaine marge de manœuvre pour réaliser les objectifs avec les variantes ZÉRO A, B et C. Dans ZÉRO A, une électrification accrue est surtout possible dans le transport des marchandises. Il en résulte une consommation électrique plus élevée que dans la variante de base. L'utilisation plus importante de gaz basés sur l'électricité dans ZÉRO B et la concentration plus marquée sur les véhicules hybrides rechargeables (VHER) propulsés par des carburants liquides synthétiques dans ZÉRO C entraînent des importations supérieures à celles de ZÉRO base, puisque les potentiels de production indigène à coût avantageux d'agents énergétiques basés sur l'électricité y sont limités.

## **Approvisionnement en électricité et en chaleur à distance**

Le secteur de l'électricité et de la chaleur joue en Suisse un rôle essentiel dans la réduction, sur le territoire national, des émissions de gaz à effet de serre dans le système énergétique.

- L'augmentation de la consommation électrique de la Suisse est atténuée par les mesures d'efficacité énergétique. En 2050, la consommation totale d'électricité augmente jusqu'à près de 84 TWh, compte tenu de la consommation des véhicules électriques et des pompes à chaleur (19 TWh en 2050) et de la consommation des pompes d'accumulation.
- La production suisse d'électricité peut, à l'horizon 2050, être presque complètement convertie à la force hydraulique et aux énergies renouvelables. La condition en est le développement d'envergure des énergies renouvelables. Jusqu'en 2050, les importations en provenance de l'Europe complètent la production d'électricité indigène afin de couvrir les besoins annuels d'électricité. Le solde importateur annuel baisse continuellement après avoir augmenté suite à la mise hors service des centrales nucléaires. En 2050, le solde importateur est nul.
- En comparaison, dans les conditions-cadres actuelles, le développement des énergies renouvelables reste nettement insuffisant pour couvrir la consommation annuelle intérieure d'ici à 2050.

- Les réseaux de chaleur constituent une option financièrement avantageuse pour réduire les émissions de gaz à effet de serre liées aux besoins de chaleur. Dans maintes zones à bâtir et zones d'habitation, compte tenu des restrictions techniques et par manque d'alternatives potentielles à l'approvisionnement en gaz, ils sont la principale possibilité de répondre aux besoins de chaleur sans émission de CO<sub>2</sub>.
- L'approvisionnement en chaleur à distance sans émission de CO<sub>2</sub> est assuré par des installations de production couplée d'électricité et de chaleur alimentées à la biomasse et par l'utilisation accrue, au moyen de pompes à chaleur de grande puissance, des rejets de chaleur et de la chaleur ambiante provenant de l'air, du sol et des eaux.
- La production d'électricité et de chaleur reste entachée d'émissions de gaz à effet de serre en raison des composantes fossiles des ordures incinérées dans les installations de valorisation des déchets. Ces émissions doivent être isolées et séquestrées par une méthode de CCS (captage et stockage du carbone).
- Dans la variante ZÉRO A, la plus forte consommation d'électricité requiert, en raison de l'objectif de bilan annuel équilibré en 2050, un développement plus important des énergies renouvelables que dans la variante de base: en 2050, dans la variante ZÉRO A, la production d'électricité renouvelable est d'environ 4 TWh supérieure à son niveau dans le scénario ZÉRO base. En comparaison, le développement des énergies renouvelables est plus faible dans la variante ZÉRO B, où le développement de turbines à hydrogène garantit davantage de puissance en Suisse. Cependant, laissée au libre jeu du marché, l'utilisation de telles installations apporte une contribution assez mince à la réduction des importations d'électricité.

Le développement global de la production électrique renouvelable doit intervenir rapidement. Il requiert une grande flexibilité de la production et de la consommation d'électricité de même qu'une bonne intégration internationale du système électrique de la Suisse.

- La production d'électricité renouvelable doit être rapidement portée à un niveau nettement supérieur à son niveau actuel en y intégrant d'importantes parts de photovoltaïque. En 2050, la production électrique renouvelable (force hydraulique non comprise) atteint environ 39 TWh, réduction de l'injection incluse (env. 3 TWh en 2050).
- Les centrales hydroélectriques, la future flexibilité de la consommation électrique et les accumulateurs fournissent d'importantes contributions à l'intégration de grandes quantités d'énergies renouvelables dans le système électrique de la Suisse. Les conditions préalables essentielles en sont la réalisation des potentiels de flexibilité de la consommation électrique, le maintien des centrales hydroélectriques flexibles existantes et le développement de telles centrales, la combinaison d'accumulateurs décentralisés avec des installations photovoltaïques et la mise à disposition de l'infrastructure de réseau nécessaire.
- Compte tenu du fort développement de l'électricité photovoltaïque et de la production hydroélectrique, l'approvisionnement indigène de la Suisse en électricité se caractérise à long terme par une part importante de production estivale et une faible part de production hivernale. Les centrales hydroélectriques à accumulation et les installations de couplage chaleur-force peuvent en partie différer leur production au semestre d'hiver. Mais la Suisse demeure néanmoins une importatrice nette au semestre d'hiver, comme ce fut le cas au cours des dernières décennies.
- Les importations d'électricité nécessaires seront assurées durant toute la période considérée si le système électrique de la Suisse reste bien intégré internationalement. En hiver, les importations d'énergie éolienne, en particulier, compléteront la production électrique indigène provenant des centrales hydroélectriques et des autres énergies renouvelables.

## Coûts

La profonde transformation du système énergétique, nécessaire à la réalisation de l'objectif de zéro net, entraîne un surcoût macroéconomique direct modéré.

- Comparé au scénario PPA, le scénario ZÉRO base implique jusqu'en 2050 des investissements annualisés cumulés de quelque 109 milliards de francs pour transformer le système énergétique. Les coûts d'exploitation supplémentaires totalisent près de 14 milliards de francs. L'économie de coût énergétique totale par rapport au scénario PPA avoisine 50 milliards de francs. D'ici à 2050, il en résulte un surcoût macroéconomique direct de 73 milliards de francs par rapport au scénario PPA.
- Les investissements dans le système énergétique étant déjà d'environ 1400 milliards de francs durant la même période, des investissements supplémentaires de quelque 8% sont nécessaires par rapport au scénario PPA pour rendre le système énergétique conforme à l'objectif de zéro net d'ici à 2050.
- Les investissements supplémentaires augmentent au fil du temps, tandis que les économies sur les coûts énergétiques croissent jusqu'en 2040 pour baisser ensuite jusqu'en 2050. Ce phénomène s'explique surtout par les importations, à des prix relativement élevés, d'agents énergétiques basés sur l'électricité nécessaires à la réalisation de l'objectif.
- Les coûts macroéconomiques directs du scénario ZÉRO base sont plus faibles que ceux des variantes ZÉRO A, B et C. Dans ZÉRO A, les économies sur les coûts énergétiques sont un peu plus élevées, mais les besoins d'investissement sont nettement supérieurs à ceux de la variante de base. Ces besoins d'investissement proviennent notamment du développement accru des énergies renouvelables dans le système électrique. Dans ZÉRO B, les besoins d'investissement sont un peu plus faibles que dans la variante de base, mais en raison des importations supplémentaires d'agents énergétiques basés sur l'électricité, les coûts supplémentaires de l'énergie y sont sensiblement plus élevés. Dans ZÉRO C, tant les investissements que les coûts de l'énergie sont supérieurs à ceux du scénario ZÉRO base.

## Aperçu des résultats

Le tableau suivant fournit une présentation synoptique des principales hypothèses relatives aux données générales et les résultats essentiels du scénario ZÉRO base.

**Tableau 1 : Principales hypothèses et résultats essentiels du scénario ZÉRO base, variante stratégique  
«bilan annuel équilibré en 2050»**

		Unité	2000	2019	2035	2050
<b>Données générales</b>	Population	Milliers	7'184	8'624	9'817	10'257
	Personnes actives occupées	Milliers EPT	3'419	4'104	4'380	4'415
	PIB (SECO 2018)	Mrd. CHF <sub>2017</sub>	520	703	851	968
	Prix du pétrole brut	USD <sub>2017</sub> /bbl	39	70	69	45
	Prix du gaz	USD <sub>2017</sub> /MWh	13	24	26	18
	Prix du CO2 (SEQE-UE)	USD <sub>2017</sub> /t CO <sub>2</sub>	0	28	86	397
	SRE	Mio. m <sup>2</sup>	621	775	873	910
	Degrés-jours de chauffage		3'081	3'201	3'076	3'030
	Prestations de transport - personnes	Mrd. pkm	95	128	144	150
	Prestations de transport - marchandises	Mrd. tkm	24	29	34	37
<b>Energie</b>	Consommation brute d'énergie	PJ	1'044	1'030	737	689
	Importations nettes	PJ	826	751	336	121
	Dépendance vis-à-vis de l'étranger	Pourcentage	80	75	51	24
	Consommation d'énergie finale	PJ	783	757	627	523
	Ménages	PJ	236	227	213	193
	Services et agric.	PJ	147	143	112	92
	Industrie	PJ	161	150	123	104
	Transports	PJ	239	237	178	133
	Electricité: consommation *	TWh	58	66	74	84
	Electricité: production hydraulique	TWh	38	41	42	45
	Electricité: centrales nucléaires	TWh	25	25	0	0
	Electricité: production ER **	TWh	1	4	17	39
	Electricité: production CCF	TWh	3	4	3	5
	Electricité: importations nettes	TWh	-7	-6	13	0
	Production de chaleur à distance	PJ	15	21	36	54
	Production de H2 (indigène)	PJ	0	0	3	7
	<b>GES</b>	Emissions de GES	Mt CO <sub>2</sub> -eq	53.3	46.4	28.5
CSC/NET (en Suisse et à l'étranger)		Mt CO <sub>2</sub> -eq	0.0	0.0	-0.4	-11.8
<b>Efficienc</b>	Consommation d'énergie finale par habitant	Index	100	80	59	47
	Consommation d'électricité par habitant	Index	100	91	88	95

\* Consommation d'énergie finale plus consommation propre dans le secteur de la transformation, pertes et consommation des pompes d'accumulation

\*\* en tenant compte de la réduction de l'injection

Valeurs sans le trafic aérien international

---

# 1 Mandat, bases et méthodologie

---

## 1.1 Contexte

Les Perspectives énergétiques constituent depuis les années 1970 une base quantitative essentielle de la politique énergétique. Complètement actualisées pour la dernière fois en 2007, elles ont été mises à jour et élargies en 2012 dans la perspective de la Stratégie énergétique 2050 (SE2050).

Depuis lors, d'importantes données générales de nature macroéconomique, comme la population ou le produit intérieur brut, se sont modifiées et l'on dispose de d'hypothèses actualisées concernant leurs évolutions futures. De plus, le système énergétique a été soumis ces dernières années à une profonde mutation et, depuis le début de 2018, la nouvelle loi sur l'énergie est en vigueur. En outre, la Suisse doit soumettre sa stratégie climatique 2050 jusqu'à la fin de 2020 au Secrétariat des Nations Unies sur les changements climatiques. Cette obligation découle de l'Accord de Paris ratifié par la Suisse en 2017. La stratégie climatique à long terme est élaborée sous la responsabilité de l'OFEV et doit être adoptée par le Conseil fédéral. Les Perspectives énergétiques constituent une base essentielle de cette stratégie climatique. Elles représentent aussi une base importante pour le rapport de suivi quinquennal dans le cadre du monitoring de la SE2050.

Le 28 août 2019, se fondant sur les nouveaux constats scientifiques du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le Conseil fédéral a décidé de relever l'objectif suisse de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de viser le zéro net en 2050. Cet objectif climatique pour 2050 constitue la pierre angulaire de la Stratégie climatique 2050 et représente donc également l'objectif fixé pour élaborer les Perspectives énergétiques.

## 1.2 Démarche

### 1.2.1 Scénarios

Les scénarios comprennent le scénario zéro net (ZÉRO), dont plusieurs variantes sont analysées quant à la réalisation de l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre en Suisse en 2050, et le scénario Poursuite de la politique actuelle (PPA), qui reflète le maintien des mesures actuelles de politique énergétique et climatique.

#### **Scénario zéro net (ZÉRO)**

Le scénario ZÉRO décrit une évolution du système énergétique suisse qui, tout en étant compatible avec l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre pour la Suisse d'ici à 2050, continue de garantir un approvisionnement sûr en énergie. Pour ce scénario ZÉRO, l'objectif arrêté par le Conseil fédéral d'une Suisse climatiquement neutre est essentiel: le Conseil fédéral a décidé que, à l'horizon 2050, la Suisse n'émettrait pas plus de gaz à effet de serre que les réservoirs naturels et artificiels ne permettent d'absorber. Le niveau de zéro émission nette doit donc être atteint jusqu'en 2050 (Conseil fédéral 2019).

Comme plusieurs voies de développement technologique du système énergétique sont envisageable et que les combinaisons de technologies qui seront finalement réalisées ne sont pas encore arrêtées, diverses variantes du scénario ZÉRO sont considérées. Ces variantes du scénario vers l'objectif climatique doivent donc présenter différentes options technologiques du système énergétique qui permettent d'atteindre les objectifs fixés. Nous exposons ci-après les hypothèses de travail des variantes, qui ont servi de premières directives lors du développement des variantes du scénario ZÉRO.

- La **variante de base (ZÉRO base)** développe dans l'avenir les tendances actuellement prévisibles du développement technologique. Elle table sur une amélioration importante et aussi précoce que possible de l'efficacité énergétique et sur une électrification marquée. Les réseaux de chaleur gagnent en importance dans les zones urbaines. Le rôle des combustibles et des carburants synthétiques ainsi que de l'hydrogène est secondaire. Le captage et stockage du carbone (CCS) est utilisé dans les installations de valorisation des déchets et la production de ciment afin de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> d'origine fossile. Les émissions résiduelles de gaz à effet de serre sont compensées, en Suisse et à l'étranger, par la réduction des émissions ou par les technologies d'émission négative (NET). Les technologies NET éliminent du CO<sub>2</sub> de l'atmosphère et le stockent à court ou à long terme, ce qui génère au bilan des émissions négatives de CO<sub>2</sub>. Elles comprennent des techniques de prélèvement comme le captage et le stockage de CO<sub>2</sub> présent dans l'atmosphère ou dans la biomasse, mais aussi des méthodes de prélèvement naturels comme la reforestation.

Trois variantes du scénario ZÉRO sont examinées en plus de la variante de base. Elles se distinguent par les spécificités des diverses tendances technologiques telles que l'électrification ou le rôle joué par les combustibles et carburants biogènes et synthétiques et par l'hydrogène:

- La **variante A (ZÉRO A)** suppose, contrairement à la variante de base, l'électrification complète du système énergétique.
- La **variante B (ZÉRO B)** suppose, contrairement à la variante de base, l'électrification seulement modérée du système énergétique. Le biogaz, les gaz synthétiques et l'hydrogène apportent en outre une contribution accrue à l'approvisionnement en énergie.
- La **variante C (ZÉRO C)** suppose, contrairement à la variante de base, l'électrification seulement modérée du système énergétique. Les réseaux de chaleur de même que les combustibles et carburants biogènes et synthétiques liquides apportent en outre une contribution accrue à l'approvisionnement en énergie.

Pour atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050, il faut compléter les mesures visant à éviter les émissions de gaz à effet de serre par le captage de ces gaz (surtout du CO<sub>2</sub>) et leur stockage ou l'utilisation des technologies d'émission négative (NET). Ces dernières mesures sont fondamentalement réalisables en Suisse et à l'étranger. Compte tenu des incertitudes liées à ces mesures dans la perspective actuelle, le scénario ZÉRO prévoit en principe d'anticiper les mesures visant à éviter les émissions en Suisse. Dans ce même scénario. Il est possible de mettre en œuvre les technologies d'émission négative (NET) ou le captage et stockage de CO<sub>2</sub> pour traiter les émissions résiduelles de gaz à effet de serre dans les domaines où, à en juger aujourd'hui, il sera difficile de les éviter. En l'occurrence, compte tenu de la faisabilité technique, nous supposons que les mesures à prendre sur le territoire national seront privilégiées.

Dans le secteur de l'électricité, une voie de développement est prescrite pour accroître la contribution des centrales hydroélectriques. De plus, dans le scénario ZÉRO, trois variantes stratégiques sont analysées en vue de développer les énergies renouvelables.

- **Force hydraulique:** on suppose un développement de l'énergie hydraulique correspondant en 2035 à la valeur indicative prévue à l'art. 2 LEné (37,4 TWh) et, en 2050, à l'objectif visé en 2050 (38,6 TWh) selon le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Conseil fédéral 2013). Les éléments apportés par l'étude actuelle sur le potentiel de développement hydroélectrique, publiée par l'OFEN en 2019, seront aussi pris en compte.
- **Production d'électricité renouvelable** (sans l'hydraulique): trois différentes voies de développement de la production électrique renouvelable (sans l'hydraulique) sont considérées. La variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050» considère un développement nécessaire pour que les besoins en électricité de la Suisse soient couverts au bilan 2050. Cette variante correspond à la volonté suisse de contribuer à tenir compte des besoins d'électricité accrus en raison de la décarbonisation du système énergétique. Le présent rapport succinct se concentre sur cette variante stratégique. La variante «valeurs indicatives/objectifs de développement» est axée sur les valeurs de développement visées à l'art. 2 LEné (2035: 11,4 TWh) ou sur les objectifs actuels selon le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Conseil fédéral 2013), qui prévoit une production de 24,2 TWh en 2050. La variante «conditions-cadres actuelles» repose quant à elle sur les conditions légales et de marché qui prévalent actuellement.
- **Durée de vie des centrales nucléaires:** deux hypothèses concernant la durée de vie des centrales nucléaires sont prises en compte. Les centrales nucléaires suisses sont mises hors exploitation au terme de leur durée de vie technique et aucune nouvelle centrale nucléaire ne sera plus construite. Comme la Suisse ne connaît pas de limitation de la durée d'exploitation et que les centrales nucléaires peuvent rester connectées au réseau aussi longtemps qu'elles sont sûres, les calculs reposent sur deux variantes, l'une de 50 ans et l'autre de 60 ans de durée d'exploitation (cf. encadré Durée de vie des centrales nucléaires).

## i

### Durée de vie des centrales nucléaires

En Suisse, la durée d'exploitation des centrales nucléaires n'est pas limitée légalement. Elles peuvent être exploitées tant que les exigences légales relatives à la sécurité sont remplies. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) contrôle la sécurité des installations en sa qualité d'autorité de surveillance. L'exploitant de l'installation est responsable d'assurer la sécurité des installations et de décider si l'exploitation est maintenue en cas d'exigences supplémentaires relatives à la sécurité. C'est pourquoi, dans les scénarios des Perspectives énergétiques, on a calculé des variantes en supposant une longévité technique des centrales nucléaires de 50 et de 60 ans<sup>1</sup>. Dans le présent rapport succinct, seule est représentée la variante supposant une durée de vie de 50 ans.

Dans les Perspectives énergétiques, la conception du système énergétique en vue d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050 repose sur des mesures techniques, par exemple: l'assainissement énergétique des bâtiments, l'installation de pompes à chaleur, la pénétration des véhicules électriques sur le marché des transports, le développement des

<sup>1</sup> La mise hors exploitation de la centrale nucléaire de Mühleberg, à la fin de 2019, et le maintien de l'exploitation de la centrale nucléaire de Beznau I sont pris en compte dans le calcul des scénarios. Dans les variantes, la durée de vie plus brève de la centrale nucléaire de Mühleberg est compensée par les durées de vie supérieures de Beznau I et II.

énergies renouvelables dans la production électrique et les mesures de flexibilisation des besoins en électricité. Les (nouveaux) instruments politiques qui conduisent à la réalisation de ces mesures techniques (p. ex. taxes incitatives, mécanismes d'encouragement, prescriptions légales) n'ont pas été pris en considération. Il n'est donc pas possible d'émettre un avis sur la combinaison nécessaire de ces instruments.

Le choix des mesures techniques pour atteindre l'objectif de réduction des gaz à effet de serre repose sur des considérations macroéconomiques (cf. point 1.2.2). Celles-ci se distinguent normalement de la perspective individuelle des acteurs économiques tels que les ménages et les entreprises. Pour reproduire la perspective des acteurs individuels, il serait en outre nécessaire de faire l'hypothèse d'instruments explicites, puisque ceux-ci jouent un rôle important pour les décisions des divers acteurs.

### **Scénario Poursuite de la politique actuelle (PPA)**

Aux fins de comparaison avec les variantes du scénario ZÉRO, on a étudié un scénario PPA qui permet d'évaluer les mesures supplémentaires nécessaires dans les variantes et de quantifier les surcoûts et les réductions de coût. Ce scénario reproduit les instruments actuellement en vigueur de la politique énergétique et climatique ainsi que les conditions actuelles du marché et les autres conditions-cadres du marché de l'électricité (état au 01.01.2019). Un progrès technique autonome est supposé. Ce scénario n'inclut pas les mesures en discussion mais non encore en vigueur (p. ex. la révision totale de la loi sur le CO<sub>2</sub> décidée par le Parlement ou la discussion sur la révision de la LEne et de LApEI).

Dans le secteur de l'électricité, le développement des énergies renouvelables, des centrales hydroélectriques et autres capacités de centrale surviennent aussi dans le respect des conditions-cadres actuelles. Comme dans le scénario ZÉRO, on suppose dans le calcul des variantes des durées de vie des centrales nucléaires existantes de 50 ou de 60 ans.

Dans le scénario PPA (contrairement au scénario ZÉRO), l'analyse du développement du système énergétique tient donc compte des décisions individuelles des divers acteurs. Dans ce scénario, il est possible de prescrire un cadre réglementaire correspondant avec les instruments existants.

Le tableau 2 fournit une vue d'ensemble des directives générales et des hypothèses de travail des scénarios et variantes étudiés.

**Tableau 2 : Scénarios et variantes**

Vue d'ensemble des scénarios et variantes des Perspectives énergétiques 2050+

Scénario	Variante	Variante stratégique production d'électricité
<b>Scénario zéro net (ZÉRO)</b> Représente les voies de développement possibles du système énergétique suisse qui sont compatibles avec l'objectif de zéro émission net de gaz à effet de serre en 2050	<b>Variante de base (ZÉRO base)</b> Prend les tendances du progrès technique observées aujourd'hui et les fait évoluer au cours des années à venir	bilan annuel équilibré en 2050 valeurs indicatives / objectifs de développement conditions-cadres actuelles
	<b>Variante A (ZÉRO A)</b> Electrification étendue du système énergétique	bilan annuel équilibré en 2050 valeurs indicatives / objectifs de développement conditions-cadres actuelles
	<b>Variante B (ZÉRO B)</b> Le biogaz et les gaz basés sur l'électricité jouent un rôle important en tant qu'agent énergétique, aux côtés de l'électricité, dans le système énergétique.	bilan annuel équilibré en 2050 valeurs indicatives / objectifs de développement conditions-cadres actuelles
	<b>Variante C (ZÉRO C)</b> Les réseaux de chaleur et les combustibles liquides biogènes ou basés sur l'électricité jouent un rôle important aux côtés de l'électricité en tant que sources d'énergie dans le système énergétique	bilan annuel équilibré en 2050 valeurs indicatives / objectifs de développement conditions-cadres actuelles
<b>Scénario Poursuite de la politique actuelle (PPA)</b> Représente les mesures de politique énergétique et climatique actuellement en vigueur avec une poursuite du développement technologique observé aujourd'hui		conditions-cadres actuelles

eigene Darstellung

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS 2020

### 1.2.2 Critères de sélection des mesures techniques dans le scénario ZÉRO

Dans le scénario ZÉRO, l'objectif de réduction des gaz à effet de serre en 2050 est la principale variable cible dans l'élaboration du modèle. En outre, les hypothèses de travail décrites ci-dessus pour les diverses variantes fournissent un cadre à la conception du futur système énergétique. Mais les objectifs climatiques sont en principe réalisables grâce à divers mix de mesures techniques variables au fil du temps et différents selon les secteurs. Outre les directives relatives à la caractérisation fondamentale des variantes, les critères suivants servent de base à la modélisation pour sélectionner et prioriser les options technologiques dans le scénario ZÉRO:

- **Faisabilité technique:** du point de vue actuel, les options technologiques sont techniquement réalisables au fil du temps. Cette remarque signifie par exemple que des cycles d'essai et de remise en état réalistes sont pris en compte et qu'aucune technologie issue d'un développement technologique non prévisible aujourd'hui n'est prise comme «joker». Ce choix limite le recours à diverses technologies dans les variantes analysées.
- **Restrictions dues au potentiel:** s'agissant des énergies renouvelables (p. ex. biomasse, énergie éolienne, énergie solaire), les limites de potentiel nationales et internationales sont

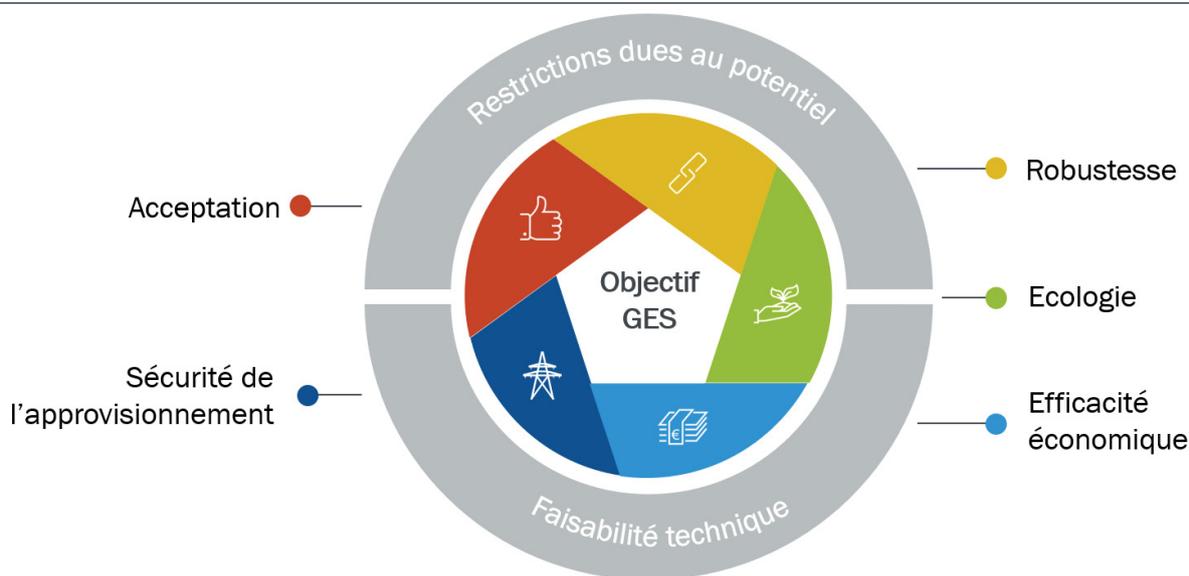
prises en compte. Ces limites constituent une restriction supplémentaire au développement technologique dans le cadre des variantes.

- **Efficacité des coûts:** l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre doit être atteint à un coût macroéconomique (direct) aussi faible que possible. C'est pourquoi l'on privilégie d'une part des voies technologiques dont les coûts sont bas comparativement aux autres voies. D'autre part, compte tenu des longs cycles d'investissement des technologies énergétiques et des infrastructures qui leur sont nécessaires dans le système énergétique, les analyses visant à choisir les technologies tiennent aussi compte des effets à long terme sur les coûts.
- **Acceptation au sein de la société:** l'acceptation de certaines technologies ou mesures possibles au sein de la société joue un rôle essentiel pour leur future utilisation. C'est pourquoi l'acceptation des technologies déterminées est également prise en compte. La réalisation à court ou moyen terme de certaines technologies peut être nettement restreinte par manque d'acceptation.
- **Sécurité de l'approvisionnement:** pour le futur système énergétique, l'évolution de la sécurité d'approvisionnement du côté de l'offre est en outre décisive. À cet égard, le secteur de l'électricité est généralement au cœur des préoccupations, car les possibilités de stockage y sont limitées et en raison d'infrastructures critiques. Mais ce critère peut aussi être pris en considération pour les autres agents énergétiques (p. ex. en ce qui concerne la dépendance des importations pour certains agents énergétiques).
- **Fiabilité de la réalisation des objectifs:** pour évaluer les options technologiques, il importe en outre de savoir si la réalisation des objectifs est assurée même si les conditions-cadres venaient à changer. C'est pourquoi la fiabilité de la réalisation des objectifs constitue aussi un critère dans la sélection des diverses technologies.
- **Compatibilité écologique:** outre les émissions de gaz à effet de serre et l'utilisation durable des potentiels de la biomasse, il faut aussi tenir compte des autres effets sur l'air, les sols et les eaux.

La figure 1 donne une vue d'ensemble des critères pris en compte dans la modélisation du scénarios ZÉRO.

## Figure 1 : Critères du scénario ZÉRO

Critères de sélection de mesures techniques dans le scénario ZÉRO



propre représentation

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG, 2020

L'analyse des mesures techniques possibles en vue d'atteindre les objectifs est effectuée à l'aide des modèles énergétiques sectoriels des entreprises impliquées. Ces modèles permettent de procéder à des simulations. Les simulations des scénarios se font par itérations, en plusieurs étapes de remaniement, avec l'appui d'un groupe d'accompagnement externe et le concours d'experts scientifiques qui relaient les éléments actuels livrés par la recherche. Les modèles sont liés l'un à l'autre, ce qui permet une représentation intégrée détaillée du système énergétique dans son ensemble. Cependant, les modèles ne disposent généralement pas de routine d'optimisation standard, raison pour laquelle une optimisation endogène globale n'est pas exécutée dans les modèles. Le modèle du marché de l'électricité constitue une exception : grâce à la représentation de la conception du marché de gros européen actuel en se référant à l'ordre de mérite (logique de préséance économique « merit-order ») basé sur les coûts marginaux pour répartir les centrales électriques, les coûts les plus faibles du système électrique sont automatiquement recherchés d'heure en heure.

### 1.2.3 Limites du système et délimitations sectorielles

#### Limites du système

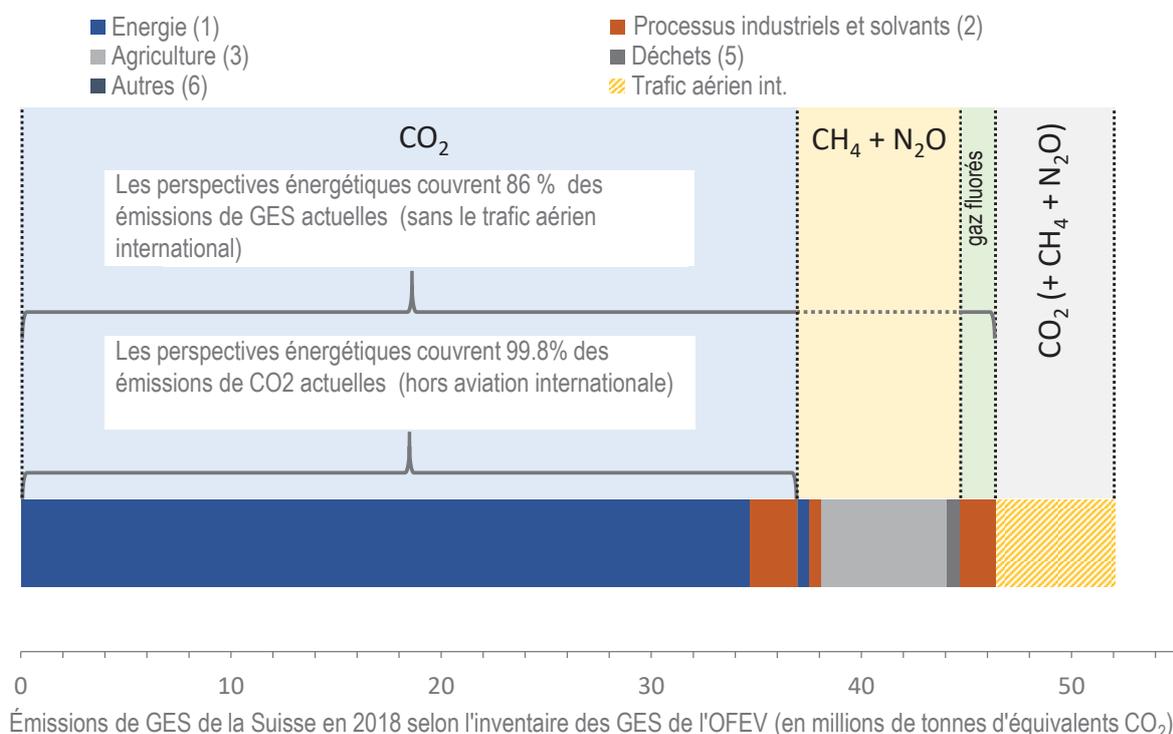
Les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ considèrent prioritairement la demande énergétique et l'offre d'agents énergétiques pour la Suisse. Dans le secteur de l'électricité, vu la forte interconnexion internationale de la Suisse et sa dépendance envers l'étranger, les besoins en électricité et la production électrique dans les autres pays européens est prise en compte. Ainsi, le bilan énergétique de la Suisse représente le cadre essentiel des modélisations.

En raison de l'objectif de réduction de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre à zéro net en 2050, toutes les catégories de gaz à effet de serre sont considérées dans les Perspectives

énergétiques 2050+ (cf. figure 2). Les modèles des Perspectives énergétiques reproduisent directement les domaines (1) *Énergie* et (2) *Processus industriels et solvants* selon l'inventaire des gaz à effet de serre. Les émissions de gaz à effet de serre non liées à la consommation énergétique que génèrent l'agriculture (domaine (3) *Agriculture*), les sources et puits liés à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie (domaine (4) *UTCATF*), la valorisation non énergétique des déchets (domaine (5) *Déchets*) et les autres émissions de gaz à effet de serre (domaine (6) *Autres*) ne sont pas directement modélisées dans les Perspectives énergétiques 2050+, mais elles sont prises en compte en recourant à des sources externes. Le trafic aérien international est pris en compte dans la modélisation, mais il n'est pas intégré dans l'objectif climatique de zéro émission nette.

**Figure 2 : Catégories d'émissions de gaz à effet de serre**

Délimitation des Perspectives énergétiques 2050+ portant sur l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O et gaz fluorés). Le domaine (4), utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (UTCATF), n'est pas représenté.



Source: OFEN 2020

### Délimitations sectorielles

Le bilan énergétique et la Statistique globale suisse de l'énergie (SGSE), respectivement la Statistique de l'électricité fixent le cadre pour l'essentiel. La délimitation des secteurs de consommation est opérée en principe de la même manière que la délimitation adoptée dans les analyses annuelles ex post (p. ex. Prognos, INFRAS, TEP 2020). Dans ce cadre, il faut tenir compte des aspects suivants:

- Le secteur des transports est un secteur transversal qui regroupe la consommation totale d'énergie de traction dans les transports, y compris le trafic individuel motorisé, les transports internes pour compte propre et la consommation de gaz pour les compresseurs des gazoducs de transit. Le trafic aérien international s'y trouve, mais il est traité séparément au niveau des résultats (cf. l'encadré concernant le trafic aérien international au point 3.1.1). En revanche, la consommation énergétique pour les infrastructures de transport (notamment l'éclairage des routes) figure dans le secteur des services. Dans la statistique de l'énergie, le secteur de l'agriculture est compris dans la différence statistique. Dans les modèles appliqués en l'occurrence, la consommation du secteur de l'agriculture est calculée avec celle du secteur des services (comme branche «autonome»), mais elle est présentée comme s'agissant d'un secteur autonome.
- En principe, les modèles appliqués aux secteurs des services et de l'industrie sont définis selon la nomenclature générale des activités économiques (NOGA), mais une parfaite comparabilité avec les statistiques officielles des branches n'est pas garantie dans chaque cas.
- La consommation énergétique des logements secondaires et de vacances de même que celle des infrastructures communes des maisons plurifamiliales est modélisée avec celle des immeubles d'habitation, mais elle figure dans le secteur des services.

Les délimitations suivantes s'appliquent au secteur de l'électricité:

- La production électrique et la puissance installée des centrales hydroélectriques sont présentées sans les parts étrangères dans les centrales suisses et sans les parts suisses dans les centrales des pays voisins. Les parts suisses de la Statistique des aménagements hydroélectriques (SAHE) en constituent la base.
- Les centrales hydroélectriques ne figurent pas dans la rubrique des «énergies renouvelables». En ce qui concerne les installations de valorisation des déchets, on ne trouve sous «énergies renouvelables» que la part renouvelable des ordures (actuellement environ 50%).
- Les «installations couplées» comprennent toutes les centrales dans lesquelles se produit ou peut se produire un découplage de la chaleur. Les centrales nucléaires font exception: elles constituent un poste propre.

#### 1.2.4 Modèles et réseau de modèles

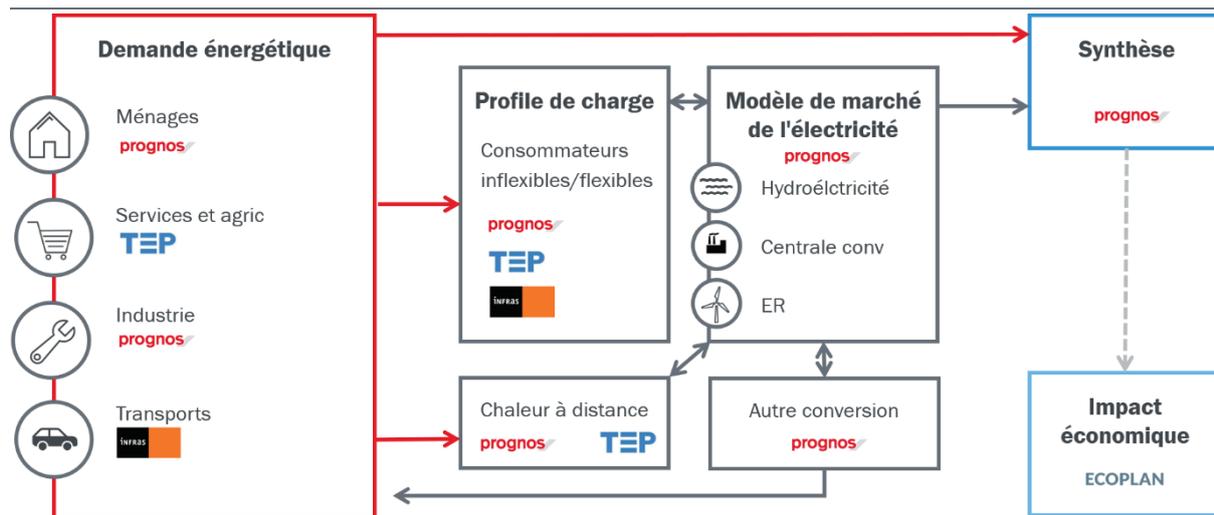
Les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ sont calculés à l'aide des modèles de système énergétique de Prognos AG, de TEP Energy GmbH, d'INFRAS AG et du modèle économique d'Ecoplan AG (cf. figure 3). L'horizon temps de la modélisation est 2060, mais le point de mire est 2050, année pour laquelle l'objectif de réduction des gaz à effet de serre est spécifié pour la Suisse. La modélisation se déroule de manière intégrée pour l'ensemble du système énergétique, de sorte que les résultats des divers modèles sectoriels alimentent directement la modélisation des autres secteurs. Ce point revêt une grande importance en particulier pour l'interface des secteurs de la demande énergétique avec la modélisation du secteur électrique, de la production de chaleur à distance et des autres conversions d'énergie. Les résultats globaux des divers modèles sont agrégés en une synthèse des résultats. Les résultats des modèles de système énergétique entrent dans l'analyse des effets macroéconomiques grâce au modèle d'équilibre dynamique-récursif d'Ecoplan AG.

En principe, la résolution temporelle des modèles est d'un an, exception faite du modèle de marché de l'électricité qui est modélisé pendant toute la période en résolution horaire. Géographiquement, la Suisse est représentée comme un tout. Le reste de l'Europe est intégré dans la modélisation du marché de l'électricité, car l'échange d'électricité avec l'étranger est une importante

partie constitutive du système électrique de la Suisse. Pour les travaux subséquents, les résultats du secteur de l'électricité seront régionalisés pour la Suisse, c'est-à-dire que l'on traitera les résultats régionaux disponibles (p. ex. pour la production d'électricité renouvelable).

**Figure 3 : Réseau de modèles des Perspectives énergétiques 2050+**

Interactions des modèles pour les divers secteurs dans le cadre de la modélisation des Perspectives énergétiques 2050+



Représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG, 2020

---

## 2 Hypothèses et données générales

---

### 2.1 Données générales

Les données générales sont d'importants éléments qui déterminent le système énergétique suisse, mais qui ne sont pas ou que très peu influencés par celui-ci. Par exemple, l'évolution démographique exerce une grande influence sur la demande d'énergie, mais le système énergétique n'influence pas l'évolution démographique. C'est pourquoi ces données générales sont introduites de manière exogène dans les modèles. En principe, les mêmes données générales sont utilisées pour tous les scénarios, l'objectif de réduction devant être atteint avec une structure quantitative concernant la population, la performance économique et les prestations de transport identique à celle appliquée dans le scénario PPA. Les données générales diffèrent entre le scénario PPA et les scénarios ZÉRO pour les prix supposés de l'énergie et pour le réchauffement climatique.

Il est encore difficile d'estimer les effets à long terme de la pandémie de coronavirus, si bien qu'il n'a pas été possible d'en tenir compte dans les travaux en cours. Les défis liés à l'objectif de zéro émission nette demeurent indépendamment de la pandémie.

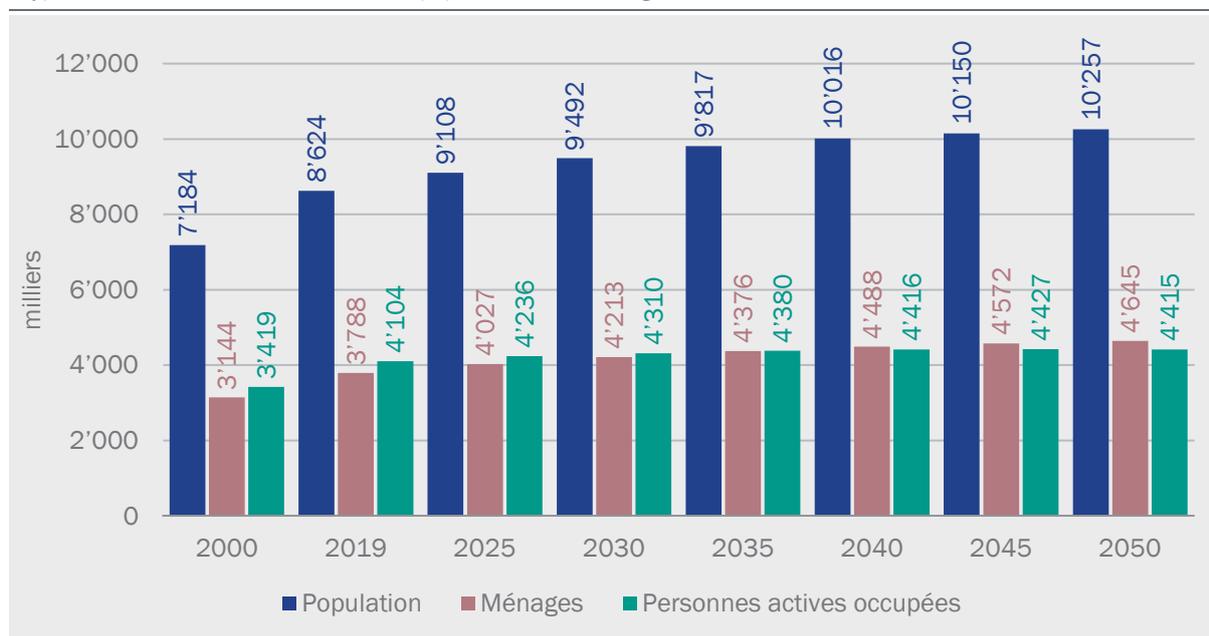
Nous décrivons ci-après brièvement l'évolution des principales données générales jusqu'en 2050. Le tableau 1 fournit également des informations complémentaires.

#### 2.1.1 Population et ménages

On utilise, pour les Perspectives énergétiques 2050+, les résultats issus du scénario de référence A-00-2015 des scénarios démographiques de la Suisse pour la période 2015 à 2065 que l'Office fédéral de la statistique a publiés en 2015 (OFS 2015). Le nombre de ménages privés et la structure de la taille des ménages, que l'OFS a élaborés sur la base des résultats des scénarios de l'évolution de la population de la Suisse entre 2015 et 2045 (OFS 2017), constituent d'autres indicateurs démographiques importants. L'extrapolation de la tendance jusqu'en 2050 repose sur des calculs propres.

#### Figure 4 : Évolution de la population

Hypothèses relatives à l'évolution de la population, des ménages et des actifs, 2000 à 2050.



Représentation propre, évolution selon l'OFS (2015 et 2017)

#### 2.1.2 Développement économique

Le Secrétariat d'État à l'économie (SECO) a établi les prévisions pour le PIB jusqu'en 2060 à l'intention de l'OFEN (SECO 2018). L'évolution du PIB repose sur les résultats de l'évolution de la population active, en équivalents plein temps, tirée des scénarios démographiques de la Suisse entre 2015 et 2045 (OFS 2015) et sur une estimation de la croissance de la productivité du travail de 1% par an à partir de 2020.<sup>2</sup>

Il faut, pour alimenter les modèles des secteurs Services et Industrie, des scénarios de création de valeur qui reflètent les différentes branches de la structure économique de la Suisse. Ecoplan (2011) a établi en 2011, à l'intention de la Chancellerie fédérale et de l'Office fédéral du développement territorial (ARE), des scénarios de développement des branches entre 2008 et 2030. Cette étude a été actualisée pour les Perspectives énergétiques 2050+ en repoussant l'horizon temporel à 2060 (Ecoplan, 2018). On n'a pas effectué de nouvelle analyse historique des structures: les actualisations reposent sur l'analyse structurelle élaborée dans les scénarios de branche 2008-2030 pour les périodes de 1990 à 2001 et de 2001 à 2008. Mais on a utilisé les scénarios et prévisions les plus actuels s'agissant de l'évolution économique et démographique. Le tableau input-output 2014 de l'Office fédéral de la statistique (OFS 2018), qui repose sur la nomenclature NOGA 2008, sert de point de départ. On obtient comme résultat des scénarios de branche l'évolution sectorielle de la valeur de production brute, la valeur ajoutée et le nombre d'employés (équivalents plein temps) de 20 branches différenciées. La structure par branches publiée dans Ecoplan (2011) et son évolution ont été légèrement adaptées afin de tenir compte

<sup>2</sup> Cette croissance de la productivité est corrigée de la baisse du temps de travail annuel effectif par équivalent plein temps. Il en résulte une croissance adaptée de la productivité du travail d'environ 0,8% par an. Le principe de calcul appliqué postule que la croissance de la productivité évolue indépendamment de la croissance démographique et que ces deux variables ne s'influencent pas mutuellement sur le long terme. De fait, l'évolution de la population active en équivalents plein temps détermine la croissance du PIB, puisque la croissance de la productivité est supposée constante durant la période considérée.

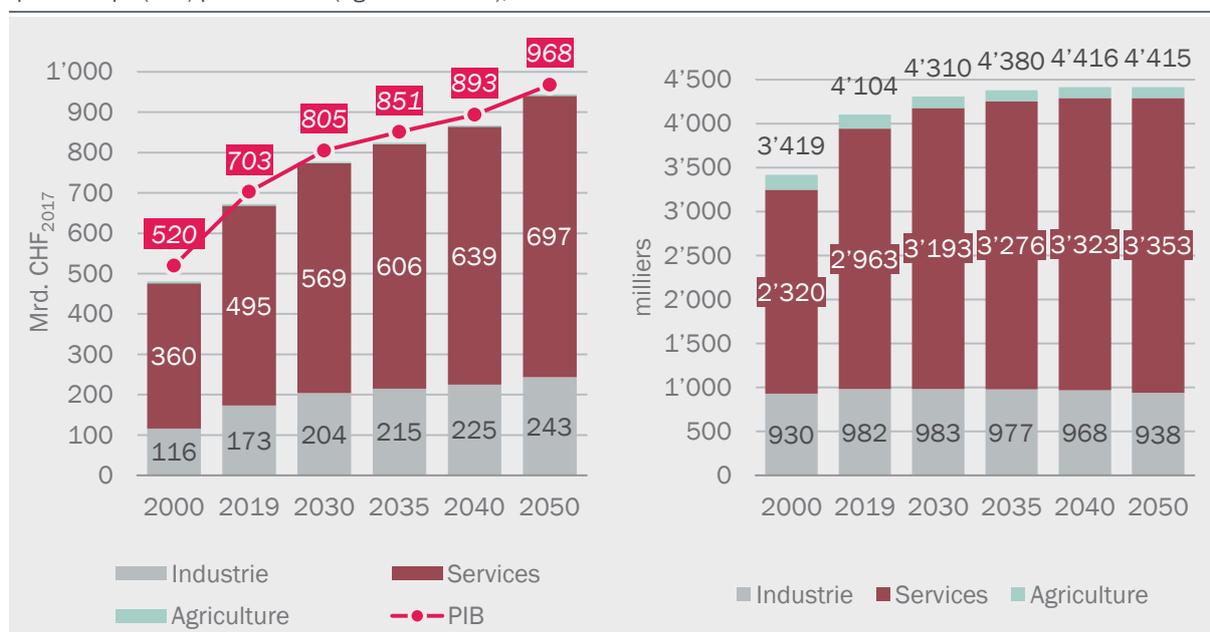
de la structure de branche spécifique des modèles de l'industrie et des services des Perspectives énergétiques 2050+.

La croissance de la valeur ajoutée brute réelle (à l'exclusion des subventions et des impôts) entre 2020 et 2050 atteint +38% pour le secteur Industrie et +39% (hormis l'agriculture) pour le secteur Services. L'évolution des équivalents plein temps (emploi) est tout autre: la croissance est en l'occurrence de -5% dans le secteur Industrie et de +10% dans le secteur Services (croissance rapportée à la période 2020-2050).

La figure 5 montre les hypothèses relatives au développement économique dans les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+.

### Figure 5 : Développement économique

Hypothèses relatives à l'évolution du PIB, valeur ajoutée brute (VAB) par secteurs (figure de gauche) et équivalents plein temps (EPT) par secteurs (figure de droite), 2000 bis 2050.



Sources: évolution du PIB selon SECO (2018), évolution de la VAB et des EPT selon Ecoplan (2018) et hypothèses propres.

#### 2.1.3 Surfaces de référence énergétique (SRE)

L'évolution de la surface énergétique de référence (SRE) est systématiquement calculée sur la base de l'évolution de la population, du PIB et des branches à l'aide des modèles des secteurs Ménages, Industrie, Services et Agriculture.

Les SRE des bâtiments d'habitation se distinguent selon différents types de bâtiment: maisons familiales et bifamiliales, immeubles résidentiels, logements dans les bâtiments non résidentiels, petits logements secondaires et maisons de vacances (1 à 2 logements), grands logements secondaires et maisons de vacances (3 logements et plus). L'évolution démographique future, la structure des ménages, le nombre de logements qui lui est lié et le taux de vacance constituent d'importants facteurs d'influence spécifiques pour l'évolution des SRE des bâtiments d'habita-

tion. Dans le secteur Industrie, les SRE sont différenciés selon les deux types de bâtiment «administration» et «production» et déterminés selon 13 branches industrielles. Les principaux moteurs de l'évolution des SRE sont des variables spécifiques aux branches, soit la valeur ajoutée brute, les équivalents plein temps et le nombre d'employés. Dans le secteur Services également, les SRE sont calculées pour plusieurs branches et types de bâtiment. Leur évolution est influencée par le nombre d'employés par branche (en équivalents plein temps) et par la surface spécifique supposée par employé. Quant au secteur Agriculture, les surfaces agricoles comportant le type de bâtiment «habitat» et d'autres surfaces fonctionnelles (p. ex. entrepôts) y sont interprétées comme des surfaces de référence énergétique, les surfaces habitables étant prises en compte sous Ménages. Des surfaces de bâtiments agricoles se trouvent aussi dans les serres, les étables, les écuries, porcheries, etc. Certaines parties de ces surfaces sont aussi chauffées. Cependant, pour simplifier, ces surfaces ne sont pas traitées comme SRE dans les Perspectives énergétiques 2050+, puisque leur besoin en chaleur est pris en compte dans la catégorie de la chaleur industrielle.

Globalement, la SRE augmente de 744 millions de m<sup>2</sup> en 2015 à 910 millions de m<sup>2</sup> en 2050 (+22%). La progression la plus marquée est celle du secteur Ménages (+30%), le secteur Services, qui comprend les logements secondaires et de vacances, progressant de +14%. En revanche, la SRE du secteur Industrie régresse (-4%).

#### 2.1.4 Prestations kilométriques

Les résultats des Perspectives d'évolution du transport 2040, publiées par l'Office fédéral du développement territorial (ARE 2016), constituent une base essentielle pour le secteur Transports des Perspectives énergétiques 2050+. Les Perspectives d'évolution du transport décrivent, sous forme de scénarios, les développements possibles du trafic voyageurs et marchandises en Suisse. Elles sont actualisées tous les cinq ans. Quatre scénarios y sont étudiés: Référence, Balance (durabilité), Sprawl (étalement) et Focus (urbanisation accentuée). Pour tous les scénarios, les prestations kilométriques du scénario Référence des Perspectives d'évolution du transport 2040 sont pris comme base pour les Perspectives énergétiques actuelles. Elles ont cependant été légèrement adaptées à la base statistique actuelle de l'OFS. Les Perspectives d'évolution du transport 2040 montrent que, tant pour la route que pour le rail, les kilomètres parcourus continueront de croître considérablement à l'avenir, mais que leur progression sera moins dynamique que dans un passé récent. La hausse du trafic voyageurs est la plus forte dans les transports publics et la plus faible dans les transports individuels motorisés. La part du rail augmente au détriment de la route dans le trafic marchandises. Le kilométrage supposé dans les scénarios pour le trafic voyageurs et marchandises est présenté au Tableau 1 du résumé.

#### 2.1.5 Prix de l'énergie et du CO<sub>2</sub>

S'agissant des prix de l'énergie (sur le marché mondial) et du CO<sub>2</sub>, nous partons de l'idée que le système énergétique de la Suisse n'influence pas ces hypothèses. Nous supposons donc que la Suisse, dont les importations de combustibles fossiles représentent un faible pourcentage du marché mondial, n'influence aucunement les prix de ces biens sur les marchés mondiaux. Mais il importe, au moment de choisir une option de politique tarifaire internationale, que les hypothèses sous-jacentes soient cohérentes avec le développement en Suisse.

## Prix de l'énergie

Les scénarios des prix de l'énergie fossile sur le marché mondial reposent sur les bases du World Energy Outlook (WEO) 2018 publié par l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2018).

- Le **scénario ZÉRO** repose fondamentalement sur l'évolution des prix du scénario *Sustainable Development (SDS)* de l'AIE. Le SDS vise l'objectif fixé par l'Accord de Paris sur le climat et une forte réduction des émissions de polluants liées à la consommation énergétique. Intégrer le scénario cible dans une harmonisation internationale garantit à la Suisse de ne pas subir des inconvénients comparatifs. L'évolution tarifaire à partir de 2040 tient compte de la baisse de la demande en agents énergétiques fossiles qu'une politique climatique globalement cohérente doit induire. De ce fait, le scénario ZÉRO prévoit une diminution des prix de l'énergie à partir de 2040. Cette évolution est définie sur la base d'hypothèses propres tenant compte de la baisse persistante de la demande globale.
- Pour le **scénario PPA**, on recourt à l'évolution des prix du scénario *New Policy (NPS)* de l'AIE. Les hypothèses sous-jacentes à ce scénario sont cohérentes avec celles du scénario PPA des Perspectives énergétiques 2050+. De plus, l'horizon temporel des objectifs pris en compte dans la NPS (2030) est semblable à celui qui est associé aux valeurs indicatives du développement de l'électricité renouvelable et aux valeurs indicatives de la consommation que prévoit la loi sur l'énergie (2035).

À partir des prix de l'énergie sur le marché mondial, on peut déduire les prix suisses à la consommation. Ceux-ci sont importants, notamment dans le scénario PPA, pour reproduire les décisions d'investissement des divers acteurs économiques. Par contre, dans le scénario ZÉRO, il n'est pas possible de déduire sans autres les prix à la consommation puisque, des hypothèses faisant défaut quant au développement des instruments, on ne saurait se prononcer sur l'évolution des composantes de prix telles que les taxes et la répartition des coûts.

Les prix des scénarios du WEO reposent généralement sur des données en dollars américain. Le cours de change supposé entre le dollar américain et le franc suisse est de 0,98 franc par dollar. Le cours de change adopté envers l'euro est de 1,16 franc par euro.

## Prix du CO<sub>2</sub> (SEQE-UE)

Les hypothèses quant à l'évolution des prix du CO<sub>2</sub> dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE)<sup>3</sup> proviennent de diverses sources. Comme pour les agents énergétiques fossiles, la principale source est le WEO (AIE, 2018). On recourt également aux hypothèses de l'Union européenne (plans nationaux en matière d'énergie et de climat, EUC 2019) et à la vision stratégique à long terme de la Commission européenne de novembre 2018 (EUC 2018). Concrètement, s'agissant de l'évolution des prix du CO<sub>2</sub>, on table sur les hypothèses suivantes:

- Pour le **scénario PPA**, on utilise l'évolution des prix du scénario *New Policy (NPS)* du WEO 2018.
- Le **scénario ZÉRO** repose sur l'évolution des prix du scénario *Sustainable Development Scenario (SDS)* du WEO 2018.

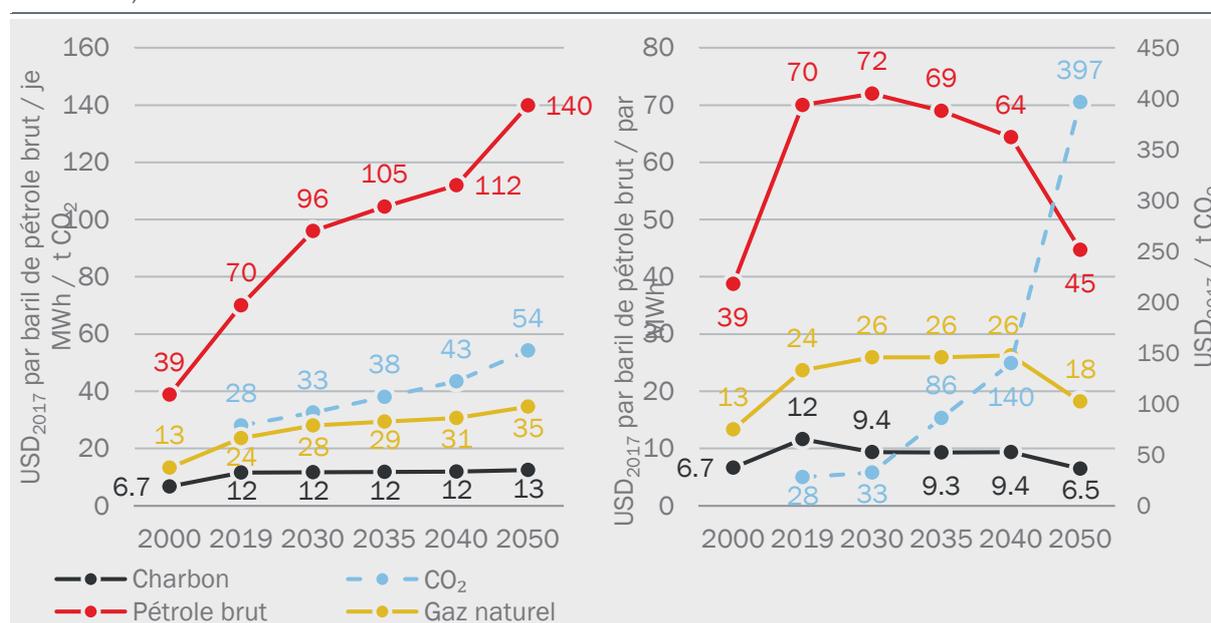
<sup>3</sup> Le système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE-UE) est un instrument de la politique climatique de l'UE. En limitant le nombre de droits d'émission, les émissions de gaz à effet de serre sont réduites au coût macroéconomique le plus bas possible. Le SEQE-UE est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2005.

Ces évolutions ont dû être légèrement adaptées. Les premières années (2018 et 2019), des valeurs observées ont été introduites dans les deux scénarios de manière à travailler avec les informations disponibles les plus récentes, en particulier pour tenir compte de la hausse des prix des quotas d'émission observée en 2018. Par ailleurs, les Perspectives énergétiques postulent dans le scénario ZÉRO une progression des prix du CO<sub>2</sub> plus plate les premières années que celle du SDS du WEO 2018. De ce fait, le scénario ZÉRO est aligné sur le NPS du WEO 2018 jusqu'en 2030. Cette adaptation permet de prendre en compte concrètement la politique de l'UE jusqu'en 2030 dans le scénario de l'objectif climatique. Elle permet aussi d'éviter des incohérences entre les Perspectives énergétiques 2050+ et les actuelles stratégies de l'UE présentées dans les plans nationaux en matière d'énergie et de climat (Commission européenne, 2019). Puis, dans ce scénario, jusqu'en 2040, le prix du CO<sub>2</sub> augmente et atteint le niveau du scénario SDS du WEO. Comme le WEO 2018 ne fournit des indications sur l'évolution des prix que jusqu'en 2040, on se réfère pour la suite aux données de la vision stratégique à long terme de la Commission européenne de novembre 2018. Cette vision stratégique postule pour 2050, dans les scénarios «zéro émission nette», un prix du CO<sub>2</sub> de 350 EUR/tCO<sub>2</sub> dans les secteur SEQE. On admet que la progression du prix du CO<sub>2</sub> sera linéaire entre 2040 et 2050.

La figure 6 montre les hypothèses relatives à l'évolution des prix de l'énergie et du CO<sub>2</sub> dans les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+.

**Figure 6 : Prix de l'énergie et du CO<sub>2</sub>**

Hypothèses relatives à l'évolution des prix de l'énergie et du CO<sub>2</sub>, 2000 à 2050 (à gauche: scénario PPA, à droite: scénario ZÉRO)



Représentation propre, évolution selon des estimations propres basées sur le WEO (AIE 2018) et la Commission européenne (2019)

## 2.1.6 Climat et conditions météorologiques

La demande en énergie, en particulier la demande de chaleur ambiante et de froid ambiant, subit l'influence du réchauffement climatique. Nous nous référons aux scénarios climatiques pour la Suisse, les *scénarios climatiques CH2018* (CH2018 2018), afin de prendre en compte l'évolution de ce facteur d'influence. Dans ce cadre, nous avons supposé trois scénarios possibles d'évolution globale des émissions: sans protection du climat (RCP 8.5), avec une protection climatique conséquente (RCP 2.6) et un scénario moyen avec une protection limitée du climat (RCP 4.5).<sup>4</sup> Dans le scénario RCP 8.5, aucune mesure de protection du climat n'est prévue et, malgré le progrès technique (autonome), les émissions à l'échelle mondiale et avec elle le réchauffement augmentent continuellement. Dans le scénario RCP 2.6 par contre, on admet que la réduction des émissions «à pratiquement zéro» arrête l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère. Ce scénario est compatible avec l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris et avec un réchauffement global moyen inférieur à deux degrés Celsius (par rapport à l'époque préindustrielle). Le scénario moyen RCP 4.5, qui part d'une réduction des émissions après 2050 seulement, correspond à une élévation moyenne des températures globales d'environ 2,5 degrés Celsius (jusqu'en 2100 par rapport à 1850). Sur la base de ces divers scénarios d'émissions de CO<sub>2</sub>, MétéoSuisse a déduit, c'est-à-dire modélisé le développement de plusieurs indicateurs (température journalière moyenne, précipitations, humidité, etc.) pour diverses stations météorologiques suisses. Eu égard aux évolutions différentes des émissions de CO<sub>2</sub> dans les scénarios PPA et ZÉRO des Perspectives énergétiques 2050+, on suppose des évolutions différentes du réchauffement climatique entre ces deux scénarios: l'évolution de la température journalière moyenne du scénario RCP 4.5 est appliquée au scénario PPA, alors que celle du scénario RCP 2.6 est utilisée pour le scénario ZÉRO.

Les degrés-jours de chauffage (DJC) et les degrés-jours de refroidissement (DJR) sont décisifs pour l'évolution de la demande d'énergie. On a déterminé ces degrés-jours jusqu'en 2060 à partir des scénarios RCP 4.5 et RCP 2.6 à l'aide des températures journalières moyennes de 53 stations de mesure.

Outre l'évolution climatique supposée, l'année météorologique choisie joue aussi un rôle important pour les calculs de scénarios. Les conditions météorologiques revêtent de l'importance pour les composantes du système énergétique qui en dépendent. En font partie les besoins de chaleur ambiante et de climatisation de même que, sur le versant de l'offre d'électricité, la production électrique provenant de la force hydraulique et des autres énergies renouvelables. Pour calculer les valeurs annuelles de la consommation et de la production, on suppose des valeurs probables à long terme pour les températures, l'ensoleillement, la vitesse des vents et les conditions hydrologiques. Pour calculer la structure des valeurs horaires de la consommation et de la production d'électricité, l'année météorologique 2012 est prise comme année représentative. Cette année s'est caractérisée par des périodes très froides au semestre d'hiver, ce qui s'est traduit dans la modélisation par une année météorologique tendanciellement difficile.

## 2.2 Potentiels et limitation des potentiels

Les potentiels des agents énergétiques et des technologies fixent d'importantes limites au système énergétique. Par exemple, la biomasse ne peut être utilisée que dans le cadre des potentiels disponibles (durablement exploitables). Le terme de potentiel a plusieurs acceptions, raison pour laquelle il est essentiel de clarifier de cas en cas de laquelle il s'agit. Le potentiel théorique

<sup>4</sup> RCP pour «Representative Concentration Pathways», soit les courbes représentatives de l'évolution des concentrations d'émissions. Les chiffres 2.6, 4.5 et 8.5 figurent le forçage radiatif enregistré dans les scénarios et exprimé en watts/m<sup>2</sup> d'ici l'an 2100 par rapport à 1850.

représente le concept de potentiel le plus complet: il décrit l'offre d'énergie théoriquement utilisable physiquement dans une région donnée à un moment donné, c'est-à-dire dans un espace-temps déterminé. Le potentiel technique est la part du potentiel théorique utilisable compte tenu des restrictions techniques données (p. ex. surfaces disponibles pour les installations photovoltaïques). Le potentiel écologique est la part du potentiel technique qui n'entraîne aucune atteinte supplémentaire permanente (c'est-à-dire irréversible) au biotope sous les angles de la diversité et des interactions entre les êtres vivants aussi bien qu'entre les êtres vivants et leur environnement. Le potentiel économique est la part du potentiel technique que l'on obtient tant que les coûts totaux ou le coût de revient d'une technologie et de son utilisation se situent dans la même fourchette que les coûts totaux des systèmes concurrents. Le potentiel économique est élargi lorsque, par exemple, les mécanismes d'encouragement ou de subventionnement ou les modifications des conditions-cadres pour les marchés correspondants sont pris en compte. Le potentiel exploitable se définit comme la part conjointe des potentiels écologique et économique (élargi). Ce potentiel exploitable peut en outre être réduit par le manque d'acceptation au sein de la société. Enfin, le potentiel attendu résulte, dans le contexte des conditions-cadres d'un scénario donné, de la part conjointe des potentiels économique élargi, écologique et accepté par la société (OFEN 2007).

Pour les scénarios des Perspectives énergétiques, le potentiel technico-écologique est la principale restriction exogène à l'utilisation des technologies dans les scénarios, mais l'efficacité des coûts, l'acceptation sociale et d'autres critères (p. ex. la sécurité de l'approvisionnement) jouent un rôle essentiel dans la conception des mesures techniques des scénarios. Certains cas échappent cependant à ce schéma et le développement du potentiel attendu est aussi utilisé, dans le contexte des divers scénarios, sur la base d'analyses et d'estimations externes (p. ex. pour le développement de la force hydraulique). Les hypothèses et les principales sources concernant le développement des potentiels sont brièvement exposées au chapitre suivant.

### 2.2.1 Force hydraulique

En ce qui concerne le développement des centrales hydroélectriques, les hypothèses suivantes sont retenues pour les scénarios ZÉRO et PPA:

- Dans le scénario ZÉRO, le développement des centrales hydroélectriques au fil de l'eau et à accumulation est envisagé dans des conditions-cadres optimisées afin d'atteindre les valeurs indicatives de la LENE, respectivement pour réaliser les objectifs de développement visés par le message du Conseil fédéral relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. Dans ce contexte, on suppose le développement, la rénovation et l'extension des grandes centrales hydroélectriques et un développement de la petite hydraulique d'ici à 2050. On prend aussi en compte une baisse de la production électrique en raison de dispositions plus sévères visant les débits résiduels et l'abandon de petites centrales hydroélectriques existantes à l'horizon 2050. Globalement, la production hydroélectrique augmente à 38,6 TWh. Parallèlement, les capacités des centrales de pompage-turbinage sont accrues: outre les centrales électriques projetées ou en construction (Nant-de-Drance et Ritom II), les projets Grimsel 1E, Grimsel 3 et Lagobianco sont pris en compte d'ici à 2050. La puissance installée des centrales de pompage-turbinage augmente ainsi d'environ 2,8 GW.
- Le développement des centrales hydroélectriques à accumulation et au fil de l'eau dans le scénario PPA intervient dans les conditions-cadres actuelles, sur la base de l'étude actuelle du potentiel hydroélectrique de l'OFEN (2019). Dans ce contexte, on table sur un développement de la grande et de la petite hydraulique ainsi que sur la rénovation et l'extension des grandes centrales électriques à concurrence de 2,2 TWh au total d'ici à 2050. La baisse de

la production d'électricité due aux dispositions plus sévères régissant les débits résiduels et à l'abandon de petites centrales hydroélectriques existantes totalise 1,7 TWh d'ici à 2050. Le développement des centrales de pompage-turbinage se limite aux centrales de Nant-de-Drance et de Ritom II, actuellement en cours de planification ou en construction.

Pendant la période d'observation, sur la base des études disponibles (p. ex. Université de Berne 2012), on ne suppose pas d'influence du changement climatique sur la quantité d'électricité produite annuellement par les centrales hydroélectriques. Toutefois, on admet que le débit d'eau maximum sera repoussé d'environ deux semaines vers le semestre d'hiver d'ici à 2050 en raison des températures plus élevées. Ce changement de débit est pris en compte dans la modélisation des ouvrages à accumulation.

### 2.2.2 Production électrique renouvelable

Les potentiels de production renouvelable d'électricité constituent une base essentielle pour modéliser la production électrique renouvelable. Nous nous fondons sur les études du PSI (2017 et 2019) pour les potentiels et surtout sur les données de «Toit solaire» (OFEN, swisstopo, MétéoSuisse 2017) et les données de l'EPFL (2020) pour les potentiels de production d'électricité renouvelable d'origine photovoltaïque.

Selon l'étude du PSI (2019), le potentiel de la production éolienne d'électricité est de 4,3 TWh en 2050. Selon cette même étude, le potentiel technique de production électrique d'origine photovoltaïque est compris entre 22 et 54 TWh, le coût de revient se situant entre 10 et 15 ct/kWh. Selon les données de Toit solaire (OFEN, swisstopo, MétéoSuisse 2017), le potentiel de production électrique du photovoltaïque installé sur les toits et les façades est de 65 TWh. Ce potentiel technique est utilisé comme base de données primaire dans les scénarios des Perspectives énergétiques. De son côté, l'EPFL (2020) estime le potentiel à l'échelle de la Suisse à 24 TWh (dans une fourchette de +/- 9 TWh), notamment parce qu'elle déduit des pourcentages plus élevés de surface de toit non utilisables pour la production photovoltaïque. Quant à la production électrique d'origine géothermique, vu les grandes incertitudes qui entourent l'exploitation des nécessaires potentiels de chaleur terrestre, nous avons tablé, d'entente avec l'OFEN, sur un potentiel réalisable de 2 TWh.

Le potentiel de la biomasse en Suisse est pris en compte sur la base d'une étude actuelle du WSL (2017). Une large part du potentiel indigène supplémentaire disponible consiste en biogaz (provenant surtout du fumier de ferme) et en biomasse solide (principalement du bois de forêt et des chutes de bois). En outre, dans les scénarios, compte tenu de son utilisation en diminution dans les ménages privés et le secteur des services, les potentiels de la biomasse solide sont libérés pour d'autres secteurs. Le potentiel indigène durablement utilisable atteint globalement quelque 100 PJ de biomasse primaire, dont on peut produire environ 75 PJ de biomasse secondaire utilisable. Nous adoptons en outre un potentiel d'importation (surtout de la biomasse sous forme gazeuse) en tenant compte d'un principe de durabilité global basé sur une étude de IINAS (2017). Ce potentiel d'importation de la Suisse totalise 60 PJ, dont 48 PJ de biomasse gazeuse.

### 2.2.3 Chaleur renouvelable

L'exploitation du potentiel des énergies renouvelables dans le domaine thermique dépend de l'évolution de la demande de chaleur. En d'autres termes, les potentiels ne peuvent être déterminés que par itération. Dans le cadre des Perspectives énergétiques, une telle détermination de

l'exploitation des potentiels s'effectue au moyen d'une analyse spatiale de l'énergie assistée par un SIG. Cette analyse permet de comparer une allocation spatiale en haute résolution de l'évolution de la demande aux potentiels géoréférencés. À ce sujet, il faut considérer qu'une part substantielle des potentiels se recoupe spatialement et qu'il n'est donc pas possible de les additionner sans autres (cf. TEP 2020a).

En raison des recouvrements spatiaux, les marges de fluctuation des potentiels sont importantes en présence de lacs, de rivières, de nappes phréatiques et de géothermie de moyenne profondeur. En outre, le potentiel exploitable dépend de l'ordre dans lequel les sites sont exploités.

- Les potentiels que recèlent l'énergie solaire thermique liés aux bâtiments, l'air et les sondes géothermiques se situent environ entre 50 et 75 TWh (régénération des sondes géothermiques incluses) pour une demande supposée comprise entre quelque 55 TWh (en 2050) et 80 TWh (en 2020).
- Les potentiels des installations de valorisation des déchets ou d'incinération des ordures (UIOM), des stations d'épuration des eaux usées (STEP), des eaux, de la géothermie de moyenne profondeur, qui sont exploitables avec des réseaux thermiques, atteignent selon les coûts marginaux de distribution de la chaleur, 18 TWh (faibles coûts marginaux), 38 TWh (coûts marginaux moyens) et 44 TWh (coûts marginaux élevés).
- Il faut en outre prendre en compte la géothermie profonde, qui requiert également des réseaux thermiques et accroît encore le potentiel de l'énergie distribuée par conduites. Un potentiel de chaleur d'environ 10 TWh correspond à une production électrique de 2 TWh (cf. point 2.3.2).
- Les potentiels du bois et du biogaz non liés aux bâtiments totalisent environ 20 TWh.

Compte tenu des doublons, les énergies renouvelables doivent permettre de couvrir au moins 100 TWh de chaleur. Cette quantité de chaleur comprend la part d'électricité nécessaire au fonctionnement des pompes à chaleur qui permettent d'exploiter les potentiels. Une large part des potentiels thermiques, notamment l'énergie de l'environnement provenant de l'air, des eaux, des stations d'épuration des eaux usées, de la géothermie de surface et de moyenne profondeur, sont à un niveau de basse ou de moyenne température. Ces potentiels ne peuvent être exploités qu'au moyen de pompes à chaleur (cf. point 2.4.3). De plus, une partie des potentiels doit être intégrée par les réseaux à distance ou de proximité. Nous y revenons ci-après.

#### 2.2.4 Distribution de chaleur et de froid

Une grande partie des diverses sources d'énergie renouvelables sont spatialement liées ou fixes. Ce dernier cas concerne d'une part les rejets de chaleur de l'industrie et des infrastructures telles que les installations de valorisation des déchets et les stations d'épuration des eaux usées et, d'autre part, la chaleur ambiante provenant du sol et de l'eau. La mesure dans laquelle ces potentiels peuvent être exploités dépend tant de la demande de chaleur (et de froid) que de la possibilité d'exploiter ces potentiels au moyen de réseaux thermiques. La structure spatiale et les coûts de distribution de la chaleur par les réseaux thermiques constituent des facteurs d'influence décisifs à cet égard.

D'un point de vue purement technique, (presque) tous les bâtiments peuvent être raccordés à un réseau de chaleur. Les potentiels effectivement exploitables sont caractérisés par le concept des coûts marginaux croissants de la distribution de chaleur. Si des coûts marginaux plus élevés pour le développement et le raccordement de la distribution de chaleur sont admis, la part exploitable des potentiels augmente parce qu'une part plus importante du milieu bâti peut être raccordée

aux potentiels. Sur l'ensemble des secteurs de la demande, des coûts marginaux faibles correspondent à une couverture de 26% de la demande de chaleur. Si les coûts marginaux de la distribution de chaleur sont moyens ou élevés, le taux de couverture s'élève à plus de 50% ou aux deux tiers (cf. tableau 3).

Une part considérable de la demande peut être desservie à des coûts de distribution de chaleur compris entre 2 et 4 ct./kWh, respectivement entre 4 et 6 ct./kWh. Seule une petite partie des bâtiments sont si éloignés les uns des autres que les coûts marginaux supposés devraient effectivement intervenir: la plupart des bâtiments se situent à plus courte distance l'un de l'autre.

**Tableau 3 : Couverture de la demande de chaleur par les réseaux thermiques**

Parts potentielles de la demande d'énergie thermique couverte par réseau de chauffage de proximité ou à distance, par segment

Segment	Coûts marginaux supposés de la distribution de la chaleur		
	Bas	Moyen	Elevé
Maisons individuelles	5%	28%	42%
Immeubles d'habitation	26%	67%	75%
Services	58%	82%	86%
Bâtiments industriels	67%	83%	85%
<b>Tous les secteurs</b>	<b>26%</b>	<b>56%</b>	<b>65%</b>

Source: Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

## 2.3 Technologies visant à atteindre les objectifs relatifs aux gaz à effet de serre

Différentes combinaisons de technologies permettent d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050 et d'améliorer l'efficacité énergétique. Afin de garantir la fiabilité de la réalisation des objectifs, les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ supposent des technologies actuellement connues et aucune technologie fondamentalement nouvelle qui changerait la donne («game changer»). On relève aussi d'autres restrictions au déploiement de certaines technologies, outre les restrictions de potentiel décrites ci-dessus (p. ex. pour les énergies renouvelables). Par exemple, le développement de l'isolation thermique des bâtiments et la pénétration sur le marché des véhicules dotés de moteurs innovants sont limités par les cycles de remplacement et d'assainissement qui ne peuvent être abrégés à volonté, ou alors seulement au prix de coûts supplémentaires. De surcroît, les coûts technologiques jouent un rôle important (outre les prix de l'énergie présentés au point 2.1) s'agissant de recourir aux technologies qui visent à minimiser les coûts macroéconomiques directs du futur système énergétique. Nous décrivons brièvement ci-après les hypothèses relatives au développement technologique et aux coûts des technologies essentielles pour atteindre l'objectif de réduction des gaz à effet de serre.

### 2.3.1 Efficacité des bâtiments

En moyenne, la consommation finale d'énergie pour le chauffage des locaux a été d'environ 230 PJ entre 2015 et 2019, soit 30% de la consommation totale de la Suisse (Prognos, TEP, Infrast 2020). Les surfaces habitables et utilisables continuent d'augmenter en raison de la croissance démographique (OFS 2015) et du nombre croissant de personnes actives occupées (Ecoplan 2018). Entre 2020 et 2050, l'augmentation de la surface de référence énergétique calculée dans les scénarios est de 16%. Pourtant, il sera encore possible de réduire la consommation pour le chauffage des locaux comme ce fut le cas au cours des années passées. Cette diminution de la consommation est due pour l'essentiel aux facteurs suivants:

- Chaque année, environ 0,2% du parc immobilier sont démolis. Les anciens bâtiments présentent une consommation énergétique comparativement élevée.
- Les nouvelles constructions sont énergétiquement plus efficaces que les bâtiments existants et contribuent dans une moindre mesure à l'augmentation de la consommation.
- Les générateurs de chaleur deviennent plus efficaces et réduisent les pertes de conversion.
- Le réchauffement du climat réduit les besoins de chaleur ambiante de plus de 10% sur le long terme (Prognos, sur la base de CH2018 2018).<sup>5</sup>
- Les assainissements énergétiques réduisent les besoins de chaleur dans le parc immobilier existant.

Les taux annuels d'assainissement énergétique des éléments de construction que sont les fenêtres, les parois extérieures, les toits et les sols diffèrent très nettement. Les fenêtres sont relativement souvent améliorées énergétiquement (env. 3% par an), alors que les taux de modernisation énergétique des parois extérieures et des sols sont nettement inférieurs à 1% par an (TEP 2014, 2020b). En raison de ces faibles taux de modernisation annuels, qu'explique notamment la longue durée de vie des composantes concernées, le besoin en chaleur ne diminue que lentement. Les mesures d'encouragement et les campagnes d'information n'ont pas suffi à intensifier l'activité d'assainissement sensiblement au cours des années passées, encore que l'on note certaines différences entre les cantons (TEP 2020b). En s'inspirant des cantons qui ont le plus de succès et en appliquant des instruments de politique énergétique adéquats, il serait possible d'augmenter la surface habitable assainie annuellement d'environ 50% ou plus.

Les coûts d'investissement importants et les longues durées d'amortissement expliquent en partie la faible activité d'assainissement. Pour que les assainissements énergétiques soient économiques, les investissements doivent intervenir en temps opportun dans le cadre des cycles de modernisation. Les coûts d'assainissement spécifiques des petits bâtiments sont généralement plus élevés que ceux des grands bâtiments compacts en raison du rapport défavorable entre la surface extérieure et la surface utile, des coûts fixes et des effets d'échelle (rabais quantitatifs). Les hypothèses adoptées dans les scénarios concernant les coûts reposent sur un travail actuel de TEP (2020c).

<sup>5</sup> Comme nous l'avons décrit au point 2.2, le scénario PPA suppose un réchauffement climatique un peu plus important que le scénario ZÉRO. Le réchauffement climatique du scénario PPA repose sur le scénario climatique comportant une protection du climat limitée (RCP 4.5). Dans ce scénario, le besoin de chaleur ambiante diminue, en raison de l'évolution climatique, d'environ 14% jusqu'en 2050 (par rapport à la période 1984-2002). Dans le scénario ZÉRO, qui suppose un scénario climatique prévoyant une protection conséquente du climat (RCP 2.6), le besoin de chaleur ambiante diminue d'environ 11% jusqu'en 2050 en raison de l'évolution du climat.

### 2.3.2 Mobilité électrique

La mobilité électrique comprend la mobilité au moyen de véhicules électriques à batterie (VEB ou «battery electric vehicles, BEV), les véhicules électriques à pile à combustible (VEPC ou «fuel cell electric vehicles», FCEV) et les véhicules hybrides électriques rechargeables (VHER ou «plug-in hybrid electric vehicles», PHEV). Depuis quelques années, la part des VEB augmente fortement parmi les voitures de tourisme nouvellement immatriculées. Parmi les véhicules utilitaires légers également, on dénombre déjà quelques modèles de VEB de plus en plus achetés. En revanche, parmi les véhicules utilitaires lourds, les VEB ne jouent encore qu'un rôle mineur: la demande n'augmente lentement que pour les bus urbains et les camions destinés à la distribution fine.

Comme moins de 10% de l'ensemble du parc de véhicules se renouvelle chaque année, il faut environ 10 ans pour que la part des véhicules électriques dans les véhicules neufs apparaissent aussi à l'échelle du parc des véhicules existant. C'est pourquoi la part des véhicules électriques parmi les véhicules neufs doit continuer de progresser très rapidement dans le scénario ZÉRO si l'on veut atteindre la neutralité climatique dans le domaine des transports d'ici à 2050.

Mais comme de nombreux autres pays veulent également atteindre la neutralité climatique à l'horizon 2050, la capacité de production des batteries de véhicule limitera cette croissance au moins jusqu'en 2030 environ (Benchmark Minerals 2019). Compte tenu du fort pouvoir d'achat en Suisse, nous partons de l'idée que l'introduction des VEB et des VHER dans la flotte des voitures de tourisme et des véhicules utilitaires légers sera beaucoup plus rapide que l'évolution globale des parts de marché de ces véhicules dans le parc des véhicules neufs: pour les voitures de tourisme, leur part sera d'environ 28% en 2025, de 60% en 2030 et de 100% dès 2040 (pourcentages incluant les VEPC). En ce qui concerne les véhicules utilitaires légers, les parts seront de 18%, 42% et 99% pour les mêmes années de référence (y compris les VEPC). À partir de 2050, seuls seront encore mis sur le marché de nouveaux VEB et VHER tant pour les voitures de tourisme que pour les véhicules utilitaires légers.

En ce qui concerne les véhicules utilitaires lourds, les VEPC devront être davantage mis sur le marché au cours des 5 ans à venir. Dans ce segment, les VEB se développeront plus lentement que parmi les voitures de tourisme, car le poids de la batterie et l'autonomie limitée de ces véhicules constituent un problème plus conséquent pour les véhicules utilitaires légers. Ainsi, en 2030, environ 4% des nouveaux véhicules seront des VEB et des VHER. Par contre, dès 2025, 8% des nouveaux véhicules utilitaires lourds seront des VEPC, dont la part augmentera à 19% jusqu'en 2050, les VEB revendiquant alors 28% des nouveaux véhicules.

Actuellement, le prix à l'achat des véhicules électriques dépasse celui des véhicules à moteur à combustion comparables à concurrence du coût de la batterie. Comme on s'attend encore à une forte réduction du coût des batteries grâce aux économies d'échelle et aux effets d'apprentissage (AIE 2020) et que la production des véhicules électriques peut encore beaucoup bénéficier de cette réduction de coût, nous nous attendons à ce que, dès le milieu ou la fin des années 2020, les prix des VEB parmi les voitures de tourisme et les véhicules utilitaires légers soient inférieurs aux prix des véhicules comparables équipés d'un moteur à combustion. Pour les véhicules utilitaires lourds, cette transition ne devrait survenir qu'une dizaine d'années plus tard et, à l'achat, les VHER et les VEPC resteront plus chers que les véhicules propulsés par un moteur à combustion.

Les coûts d'exploitation et d'entretien des véhicules électriques sont par contre plus bas que ceux des véhicules conventionnels. En termes de coûts du cycle de vie, les voitures de tourisme

VEB sont aujourd’hui encore généralement plus onéreuses que les voitures de tourisme conventionnelles.<sup>6</sup> Mais grâce à la dégression des coûts des batteries décrite ci-dessus, les coûts du cycle de vie des voitures de tourisme VEB seront bientôt inférieurs à ceux des voitures de tourisme équipées d’un moteur à combustion. La même remarque s’applique aux véhicules utilitaires lourds.

### 2.3.3 Pompes à chaleur électriques décentralisées

Près de 300 000 chauffages à pompe à chaleur étaient en service en 2019 (ce chiffre ne comprend pas les purs générateurs d’eau chaude; OFEN 2020a). Depuis quelques années, les ventes annuelles de pompes à chaleur dépassent celles des chauffages au gaz et au mazout. En 2019, 23 900 chauffages à pompe à chaleur et près de 7000 pompes à chaleur destinées à la préparation d’eau chaude ont été vendus au total (ImmoClimat Suisse 2020). La part des pompes à chaleur est en particulier très élevée dans les nouvelles constructions: en 2019, elle était supérieure à 85% pour les nouvelles maisons individuelles et maisons bifamiliales et elle avoisinait 65% pour les immeubles résidentiels (Wüest & Partner 2020). Plus le nombre des pompes à chaleur en service est élevé, plus l’approvisionnement en chaleur gagne en importance. Dans le scénario ZÉRO, la pompe à chaleur devient, à l’horizon 2050, le système de chauffage des bâtiments le plus important.

On distingue plusieurs technologies de pompe à chaleur selon, notamment, la source de chaleur utilisée (air extérieur, sol ou géothermie, eau), l’agent de refroidissement, l’installation de l’échangeur de chaleur et le mode d’exploitation (avec ou sans corps de chauffe). L’efficacité dépend principalement de la qualité technique de l’installation (degré de qualité) et de la différence de température entre le réservoir chaud et le réservoir froid. En principe, l’efficacité est supérieure dans les nouveaux bâtiments, car les températures de départ qui y sont requises sont plus basses que dans les bâtiments existants (non assainis). Les actuelles mesures sur le terrain de l’OFEN montrent que, dans les bâtiments existants, selon l’état (assaini, non assaini) et la source de chaleur utilisée (air, sol), on atteint en moyenne un coefficient de performance annuel (COP) compris entre 2,8 et 4,6 (SuisseEnergie 2019).<sup>7</sup> Dans les constructions nouvelles, les pompes à chaleur à air atteignent en moyenne un COP d’environ 3,5. Avec les pompes à chaleur sol/eau le COP moyen est proche de 5 (pour le chauffage des locaux et pour l’eau chaude). À l’avenir, des taux d’efficacité encore bien supérieurs sont probables, parce que la qualité technique des installations continue de s’améliorer (degré de qualité) et parce que les standards d’efficacité des bâtiments s’élèvent manifestement, ce qui permet une exploitation avec des températures de départ plus basses. D’ici à 2050, il sera possible d’atteindre des COP moyens compris entre environ 5,5 et 7,5 dans les nouvelles constructions et entre environ 4 et 6 dans les anciens bâtiments (NTB 2019; HSLU 2019). Le taux d’utilisation de la chaleur, qui concerne la consommation et tient aussi compte des consommateurs supplémentaires (pompes, corps de chauffe), est normalement 10-15% plus bas que le COP. Dans les scénarios, une part importante des pompes à chaleur électriques sont gérées à long terme de manière «flexibles»: l’exploitation des pompes à chaleur est adaptée à l’offre de production électrique fluctuante provenant des énergies photovoltaïque et éolienne.

<sup>6</sup> Selon les véhicules ou catégories de véhicule comparés et selon les prix de l’énergie supposés, on peut d’ores et déjà (2020) trouver des coûts du cycle de vie inférieurs pour certaines voitures de tourisme VEB. Comme les voitures de tourisme VEB génèrent en particulier des coûts d’exploitation inférieurs, elles sont avantageuses sur l’ensemble du cycle de vie si le kilométrage est important.

<sup>7</sup> Le coefficient de performance annuel d’une pompe à chaleur peut être utilisé comme une mesure de son efficacité: il représente le ratio entre la quantité de chaleur produite et la quantité d’électricité consommée en un an.

À l'achat, selon l'utilisation qui en est faite, les pompes à chaleur sont plus chères que les chauffages au gaz ou au mazout. Des coûts supplémentaires surviennent surtout en cas de substitution et dans les grands bâtiments en raison des frais de rééquipement. Les coûts supplémentaires des pompes à chaleur air/eau par rapport aux chauffages au gaz sont en moyenne d'environ 10 000 francs pour les maisons individuelles et d'environ 30-60 000 francs pour les immeubles résidentiels (déduit de TEP 2020c). Compte tenu de la forte dégression des coûts attendue pour les pompes à chaleur (effets des courbes d'apprentissage), les coûts supplémentaires se réduiront d'environ 60% d'ici à 2050. Face aux coûts d'achat supérieurs, les coûts courants de l'énergie et de l'entretien sont plus bas: ces coûts sont, pour les pompes à chaleur, en fonction notamment des prix de l'énergie supposés, entre 40% et 60% inférieurs à ceux des chauffages au gaz ou au mazout. En raison des coûts de forage, les pompes à chaleur sol/eau impliquent des coûts d'investissement supérieurs à ceux des pompes à chaleur à air. Cette différence est (partiellement) compensée par les coûts plus bas de l'énergie (puisque l'efficacité est meilleure).

#### 2.3.4 Production d'électricité et de chaleur centralisée

Les informations utilisées relatives aux technologies de production d'électricité importantes reposent sur plusieurs sources. Pour les informations concernant les centrales hydroélectriques, nous nous référons d'une part aux informations de la statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) (OFEN 2018) et, d'autre part, à d'autres informations sur les centrales hydroélectriques disponibles au public (p. ex. sur les volumes de stockage et les schémas des installations). Les données sur l'écoulement des eaux dans les réservoirs reposent sur les études disponibles concernant les régimes hydrologiques de la Suisse (OFEV 2010) ou sur les données de l'OFEV (2018) qui sont disponibles publiquement et concernent l'écoulement des eaux. Les données relatives aux coûts concernant les centrales hydroélectriques reposent pour l'essentiel sur les bases de données des Perspectives énergétiques 2050 (OFEN 2012) et sur les informations publiques des exploitants de centrales électriques. Les informations relatives aux centrales nucléaires reposent également sur les données statistiques ou sur les données disponibles au public des exploitants de centrale. Les bases de coûts ont été déduites, en l'occurrence également, en se fondant sur les bases de données des Perspectives énergétiques 2050 (OFEN 2012).

Les informations concernant l'évolution des coûts d'investissement spécifiques de la production électrique renouvelable reposent pour la plupart sur des études du PSI (2017, 2019). Les bases de données relatives à la production couplée de chaleur et d'électricité recourant à la biomasse solide et gazeuse ont été actualisées sur la base des données provenant des Perspectives énergétiques 2050 et harmonisées avec l'OFEN. Les coûts de l'énergie pour la biomasse ont été pour l'essentiel déduits de l'étude du WSL (2017). L'actualisation des coûts repose sur des hypothèses propres. L'évolution des coûts d'investissement et d'exploitation de la pure production de chaleur au moyen des grandes pompes à chaleur et des installations géothermiques repose sur les données issues d'études internationales (p. ex. UE 2019) qui ont été adaptées pour la Suisse.

#### 2.3.5 Agents énergétiques à base d'électricité (PtX)

Les hypothèses concernant les agents énergétiques à base d'électricité, notamment «power-to-liquid» (PtL), «power-to-methan» (PtMethan) et hydrogène basé sur l'électricité (PtH<sub>2</sub>)<sup>8</sup>, reposent

<sup>8</sup> Le «power-to-gaz» (PtG), soit les agents énergétiques gazeux basés sur l'électricité, peut comprendre aussi bien le méthane synthétique que l'hydrogène basé sur l'électricité. Pour assurer une distinction sans ambiguïté, l'hydrogène est mentionné séparément.

sur une étude actuelle relative au développement de la technologie et des coûts des agents énergétiques basés sur l'électricité (Prognos 2020), laquelle s'appuie elle-même sur une large analyse de la littérature disponible. Dans le cadre de cette étude, différents modes de production de l'hydrogène et d'autres agents énergétiques basés sur l'électricité ont été examinés et les hypothèses pertinentes ont été présentées.

Les prix de l'hydrogène en Suisse sont déterminés sur la base des potentiels de production aux sites des grandes centrales hydroélectriques au fil de l'eau. Le potentiel de production est déterminé en recourant aux prix de gros horaires de l'électricité. Un prix d'achat de l'électricité de 4 ct./kWh, correspondant à peu près au coût de revient de l'électricité de ces centrales au fil de l'eau, a été supposé pour la production d'hydrogène. Le potentiel de production indigène d'hydrogène résulte du profil d'injection de la force hydraulique au fil de l'eau et de la situation lorsque le prix de gros de l'électricité est inférieur à ces 4 ct./kWh. Il en découle les heures d'utilisation à plein régime des électrolyseurs, qui déterminent à leur tour le prix indigène de la production d'hydrogène.

En ce qui concerne les quantités importées d'hydrogène et des autres agents énergétiques basés sur l'électricité, comme le méthane ou les hydrocarbures liquides, on a supposé que les importations de ces agents énergétiques proviennent de la région MENA. On a pris en compte aussi bien les distances de transport que les différences de prix actuelles entre le marché suisse et le marché européen. Ces différences de prix reposent sur les données historiques de l'Administration fédérale des douanes.

### 2.3.6 Technologies d'émission négative

Les hypothèses relatives aux technologies d'émission négative proviennent d'une analyse complète de la littérature et d'entretiens avec des experts. En ce qui concerne l'analyse de la littérature, nous nous sommes en particulier concentrés sur l'évolution internationale des coûts et sur les potentiels des différentes technologies (entre autres: Fuss et al. 2018 et Stiftung Risikodialog 2019). En outre, nous avons mené des entretiens avec des experts actifs dans la recherche et l'industrie sur l'utilisation du CSC (captage et stockage du carbone) dans les installations de valorisation des déchets ou usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), dans l'industrie du ciment et dans le recours au charbon végétal.

Les hypothèses admises sont telles qu'une montée en puissance réaliste des technologies d'émission négative est possible à l'horizon 2050. À cet effet, des premières sources de CO<sub>2</sub> seront munies d'installations de séparation du CO<sub>2</sub> dès 2033. Dans l'ensemble, d'ici à 2050, une large part des installations de valorisation des déchets et les principales centrales électriques à biomasse de même que, dans l'industrie, toutes les cimenteries ainsi que les grandes usines chimiques et les aciéries seront dotées d'installations de séparation du CO<sub>2</sub>. Pour ce faire, une infrastructure de transport est supposée sur le sol national, dans un premier temps par le rail, puis par conduites et, à plus long terme, une infrastructure de conduites à l'étranger est également envisagée. Dès 2040, aux fins de séquestration souterraine du CO<sub>2</sub>, on suppose sur le territoire suisse une capacité de stockage qui sera portée à 3 Mt de CO<sub>2</sub> par an d'ici à 2050. On admet que les capacités de stockage en mer et sur terre seront sensiblement plus importantes à l'étranger, les potentiels en mer étant utilisés prioritairement. On suppose en outre qu'à l'étranger, le CO<sub>2</sub> sera séparé de l'atmosphère grâce aux technologies d'extraction directe dans l'air («direct air capture»), afin de compenser les émissions indigènes résiduelles. En complément au CSC, les

émissions négatives obtenues grâce au charbon végétal sont aussi considérées. Le stockage souterrain n'est pas nécessaire dans ce cas. Cependant, en raison du potentiel de biomasse limité d'ici à 2050, les quantités de charbon végétal sont encore très limitées.

L'évolution des coûts des diverses technologies reposent sur les résultats de l'analyse de la littérature et sur nos propres calculs. En ce qui concerne les technologies de séparation, nous postulons que les coûts seront réduits de moitié environ à long terme. Les coûts spécifiques de séparation du CO<sub>2</sub> en 2050 diffèrent légèrement selon la technologie (oxycombustion ou postcombustion) et sont juste inférieurs à 100 CHF/t de CO<sub>2</sub>. S'agissant du transport du CO<sub>2</sub>, les coûts varient surtout selon le mode de transport (rail ou conduites). Pour la Suisse, nous avons supposé un transport par le rail: ses coûts sont d'environ 34 CHF/t de CO<sub>2</sub> en 2050. En ce qui concerne le stockage de CO<sub>2</sub> en Suisse, nous avons admis des réductions de coût d'environ un tiers (env. 30 CHF/t de CO<sub>2</sub>). Quant aux autres mesures de compensation en Suisse, comme le charbon végétal, nous tablons sur des coûts de 150 CHF/t de CO<sub>2</sub> en 2050. Les coûts d'extraction directe dans l'air («direct air capture») à l'étranger baisseront de 900 CHF/t de CO<sub>2</sub> en 2020 à environ 270 CHF/t de CO<sub>2</sub> en 2050.

## 2.4 Infrastructure

Les Perspectives énergétiques 2050+ tiennent compte des futurs coûts du capital et coûts d'exploitation de l'infrastructure énergétique (réseaux gaziers, réseaux électriques, réseaux thermiques et infrastructure pétrolière). Mais on n'y trouve pas de modélisation détaillée du transport des agents énergétiques et des éventuelles restrictions au transport. Ce point est particulièrement important pour le secteur de l'électricité. Pour la chaleur à distance, la distribution de la chaleur dans les bâtiments et les coûts qu'elle implique ont été explicitement modélisés sur la base de l'analyse spatiale de l'énergie (point 2.2.4).

La modélisation du marché de l'électricité représente les restrictions transfrontalières du réseau entre les pays modélisés. Ceux-ci sont indiqués de manière exogène selon une approche basée sur la capacité de transfert nette (NTC) étayée par les données disponibles de l'ENTSO-E (TYNDP 2018). Mais les restrictions de réseau internes aux pays ne sont pas prises en compte. Des études supplémentaires, basées sur les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+, sont prévues pour analyser les effets sur les différents niveaux du réseau de transport et de distribution (p. ex. actualisation de l'étude sur l'adéquation du système pour la Suisse)

Des éléments tirés des études disponibles sont introduits pour évaluer les coûts de l'infrastructure énergétique. L'évaluation des coûts du réseau électrique s'appuie sur une étude de Consentec (2015, actualisée en 2017) qui examine l'évolution des coûts de réseau compte tenu de la Stratégie énergétique 2050 et de la stratégie Réseaux électriques. Les coûts spécifiques liés à la puissance installée des énergies renouvelables et la charge de pointe (inflexible) en découlent. Sur la base de ces coûts spécifiques, on estime les coûts de l'infrastructure du réseau électrique dans les divers scénarios. Dans ce cadre, les coûts du réseau de transport aussi bien que ceux du réseau de distribution sont représentés.

## 2.5 Étranger

Hormis le secteur de l'électricité, on ne trouve aucune modélisation explicite de l'étranger (européen) dans les Perspectives énergétiques 2050+. Mais les scénarios supposent, en particulier le scénario ZÉRO dans la perspective de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, que la

Suisse ne fait pas cavalier seul, mais que l'on recherche et obtient globalement une réduction ambitieuse des gaz à effet de serre. Ce principe se traduit par les hypothèses des scénarios concernant les prix internationaux de l'énergie et l'évolution du climat. En conséquence, le scénario PPA suppose également une évolution globalement cohérente.

Le même principe se traduit aussi dans les hypothèses relatives à l'évolution du secteur de l'électricité dans les pays étrangers européens. Les hypothèses adoptées dans le scénario ZÉRO pour le secteur de l'électricité sont alignées à court et à moyen terme sur les plans nationaux en matière d'énergie et de climat de l'UE (Commission européenne 2020) dans la perspective de la réduction des émissions de gaz à effet de serre visant à atteindre zéro émission nette en 2050, mais elles vont au-delà. De ce fait, les développements y sont aussi plus ambitieux que dans les scénarios de l'ENTSO-E (TYNDP 2018<sup>9</sup>) disponibles au début du calcul des scénarios. Cette remarque vaut particulièrement pour les hypothèses concernant l'évolution des besoins en électricité, le développement des énergies renouvelables et le développement des capacités des centrales électriques conventionnelles.

Comparativement aux scénarios disponibles de l'ENTSO-E (2018), les scénarios des Perspectives énergétiques supposent une progression plus forte de la consommation électrique en raison d'une électrification plus importante dans le bâtiment, les transports, l'industrie et la production d'agents énergétiques basés sur l'électricité. De ce fait, il faut aussi un plus grand développement des énergies renouvelables pour couvrir les besoins en électricité.

Simultanément, on assiste à une sortie accélérée du charbon qui doit être complètement achevée dès le milieu des années 2030 dans les pays voisins de la Suisse. En outre, dans ces mêmes pays, les capacités des centrales nucléaires baissent continuellement. À cet égard, les objectifs communiqués de réduction de la production électrique d'origine nucléaire en France sont pris en compte jusqu'en 2035.

En ce qui concerne les exportations et les importations avec les pays voisins dans le secteur de l'électricité, on suppose la mise en œuvre d'un accord sur l'électricité ou d'un accord comparable tel que les échanges d'électricité continuent d'être garantis et que le système électrique de la Suisse demeure bien intégré à l'international. Quant aux lignes électriques transfrontalières, les hypothèses relatives au développement du réseau résultent du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E (2018).

<sup>9</sup> Le TYNDP 2020 de l'ENTSO-E, actuellement en voie d'élaboration, n'a plus pu être pris en compte pour les calculs des scénarios. L'évolution des pays étrangers européens supposée dans le scénario ZÉRO base présente, en comparaison, un développement plus élevé des installations photovoltaïques, un développement légèrement inférieur des éoliennes et une augmentation plus importante de la consommation électrique.

## 3 Résultats concernant la consommation d'énergie finale

Les points suivants résument les résultats concernant l'évolution de la consommation d'énergie finale dans les secteurs de la demande énergétique. Nous commençons par présenter le scénario ZÉRO base, puis nous le comparons avec ses variantes.

### 3.1 Scénario ZÉRO base

#### 3.1.1 Consommation d'énergie finale

##### Consommation totale d'énergie finale

Dans le scénario ZÉRO base, la consommation totale d'énergie finale en Suisse<sup>10</sup> est ramenée à quelque 523 PJ d'ici à 2050, ce qui représente une réduction de 31% par rapport à 2019. Ainsi, la consommation d'énergie finale par tête baisse à 51 GJ/habitant. À titre de comparaison, en 2050, la consommation d'énergie finale dans le scénario PPA est de 615 PJ (moins 19% par rapport à 2019), soit environ 60 GJ par habitant.

Tableau 4 : Évolution de la consommation d'énergie finale

Scénarios ZÉRO base et PPA

Scénario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>	Total national en PJ	783	757	718	672	627	583	549	523
	par habitant en GJ/habitant	109	88	79	71	64	58	54	51
	par PIB en MJ/CHF	1.5	1.1	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6	0.5
<b>PPA</b>	Total national en PJ	783	757	737	710	683	657	634	615
	par habitant en GJ/habitant	109	88	81	75	70	66	62	60
	par PIB en MJ/CHF	1.5	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	0.7	0.6

sans la consommation du trafic aérien international

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

##### Consommation d'énergie finale selon les agents énergétiques, les applications et les secteurs

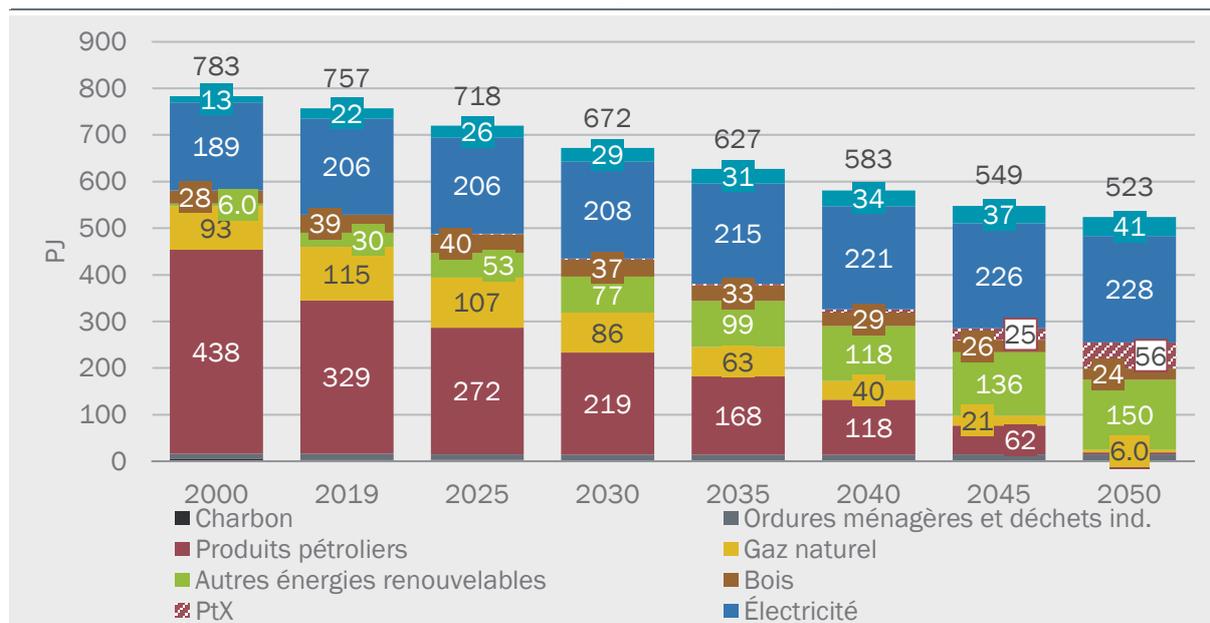
L'évolution de la consommation d'énergie finale selon les agents énergétiques dans le scénario ZÉRO base est représentée à la figure 7. La consommation des agents énergétiques fossiles baisse nettement jusqu'en 2050, tandis que la consommation d'électricité et la consommation

<sup>10</sup> Sans le trafic aérien international, agriculture comprise

de chaleur à distance augmentent sensiblement. En 2050, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale totale est d'environ 43%. En outre, la consommation des agents énergétiques renouvelables augmente (en particulier la chaleur de l'environnement et la biomasse) et les agents énergétiques basés sur l'électricité (PtX) accentuent leur pénétration à long terme. Ces derniers, dans le scénario ZÉRO base, sont exclusivement utilisés dans le secteur des transports.

**Figure 7 : Évolution de la consommation d'énergie finale par agents énergétiques**

Consommation nationale sans le trafic aérien international, scénario ZÉRO base, en PJ



PtX: agent énergétiques basés sur l'électricité

autres énergies renouvelables: biogaz, biométhane, biocarburants, chaleur solaire, chaleur ambiante et rejets thermiques

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

À long terme, dans le scénario ZÉRO, la consommation d'énergie finale baisse par rapport à l'année 2000 quel que soit le secteur. Cette baisse est particulièrement nette dans le secteur des transports: plus de 40% entre 2019 et 2050. Cette évolution s'explique surtout par la pénétration des véhicules électriques et la meilleure efficacité des moteurs électriques. Outre la pénétration des véhicules électriques, les mesures d'efficacité concernant les bâtiments, les processus, les installations et les appareils contribuent aussi à la diminution de la consommation d'énergie finale. Les gains d'efficacité sont très importants pour l'ensemble du système, car ils permettent de limiter l'augmentation de la consommation d'électricité et de biomasse. Ce point revêt une haute importance pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité et respecter les limites potentielles d'utilisation de la biomasse.

**Tableau 5 : Consommation d'énergie finale par agents énergétiques**

Evolution de la consommation d'énergie finale par agent énergétique dans le scénario ZÉRO base, en PJ

Scénario	Agent énergétique	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>	Charbon	6	4	3	2	1	0	0	0
	Produits pétroliers	438	329	272	219	168	118	62	4
	dont carburants pétroliers	230	217	195	167	133	96	50	0
	Gaz naturel	93	115	107	86	63	40	21	6
	Ordures ménagères et déchets ind.	10	12	12	12	13	14	15	15
	Bois	28	39	40	37	33	29	26	24
	autres énergies renouvelables	6	30	53	77	99	118	136	150
	Électricité	189	206	206	208	215	221	226	228
	Chauffage à distance	13	22	26	29	31	34	37	41
	PtX	0	0	1	2	4	7	25	56
	dont PtL	0	0	0	0	0	0	13	40
	Total national	783	757	718	672	627	583	549	523
<b>PPA</b>	Total national	783	757	737	710	683	657	634	615

PtL: agents énergétiques liquides basés sur l'électricité

sans la consommation du trafic aérien international

autres énergies renouvelables: biogaz, biométhane, biocarburants, chaleur solaire, chaleur ambiante et rejets thermiques

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

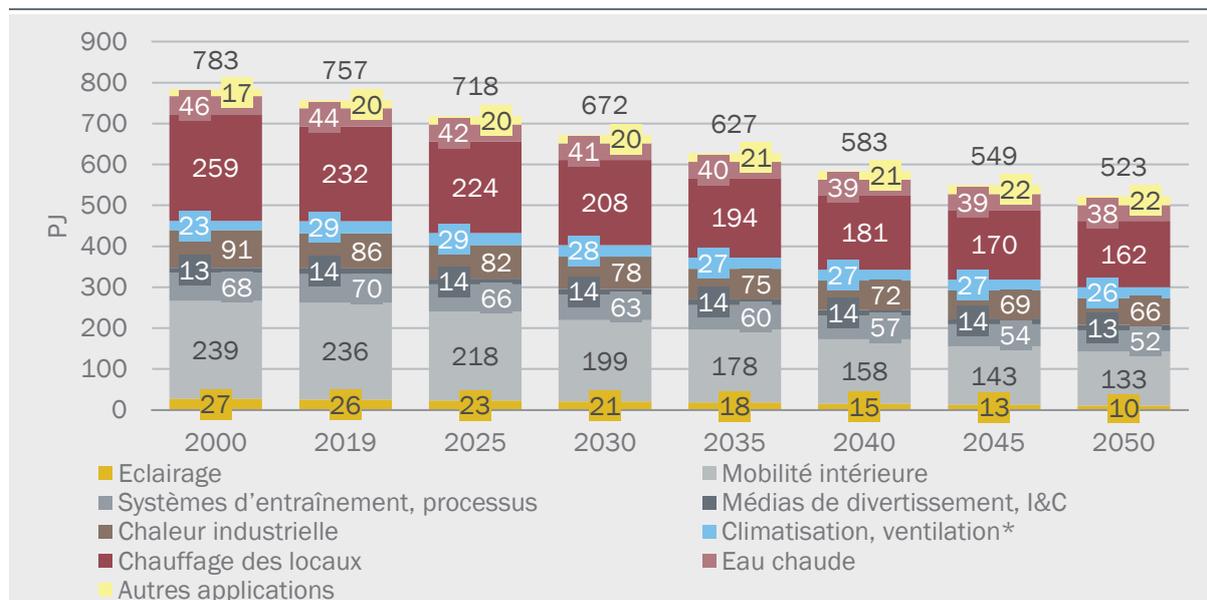
Ces évolutions s'expliquent comme suit: à long terme, les coûts totaux des véhicules électriques sont plus bas que ceux des véhicules propulsés par un moteur conventionnel. Comme les prix de l'énergie pour les agents énergétiques basés sur l'électricité (p. ex. hydrogène ou PtL) seront élevés même à long terme, les véhicules électriques à batterie (VEB) domineront le parc des voitures de tourisme en 2050. Par ailleurs, dans certains domaines du secteur des transports (p. ex. pour le trafic lourd des marchandises), l'hydrogène basé sur l'électricité sera utilisé dans des véhicules à pile combustible. Les pompes à chaleur sont efficaces, elles n'émettent pas d'émissions (directes) de gaz à effet de serre et leurs coûts d'investissement baissent nettement. Elles sont donc très importantes pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le bâtiment. De plus, on assiste à un développement des réseaux thermiques et, partant, à une augmentation de l'utilisation de la chaleur de proximité et de la chaleur à distance pour l'approvisionnement en chaleur ambiante et en eau chaude, car les potentiels fixes et spatialement liés d'énergies renouvelables peuvent être intégrés à relativement bas coût dans les réseaux de chaleur. Dans le secteur de l'industrie, il faut que l'utilisation de la biomasse (en particulier du biogaz) augmente sensiblement, surtout pour la chaleur de processus à haute température, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les alternatives ne sont pas nombreuses pour mettre à disposition ces niveaux de température élevés.

En 2019, le chauffage des locaux et la mobilité étaient les applications qui revendiquaient le plus d'énergie (Figure 8). L'amélioration de l'efficacité énergétique par les assainissements énergé-

tiques et le passage aux pompes à chaleur et aux voitures de tourisme électriques abaissent nettement la consommation d'énergie pour le chauffage des locaux et la mobilité entre 2019 et 2050: moins 30% pour le chauffage des locaux et moins 44% pour la mobilité. Toutefois, ces deux applications absorberont encore le plus d'énergie en 2050. La plus forte baisse concerne la consommation pour l'éclairage (moins 60%). On ne relève qu'une faible diminution entre 2019 et 2050 pour I&C, médias de divertissement (moins 5%) et dans le domaine Climatisation, ventilation et technique du bâtiment (moins 10%).

**Figure 8 : Évolution de la consommation d'énergie finale par affectations**

Consommation intérieure sans la consommation du trafic aérien international, scénario ZÉRO base, en PJ



\* Climatisation, ventilation et installations techniques

## Trafic aérien international

Les résultats présentés couvrent la consommation énergétique des vols nationaux et des vols militaires, mais le trafic aérien international n'y est pas compris. Ce trafic a été pris en compte dans les calculs, mais en ce qui concerne la délimitation du système, il n'est pas directement comparable avec la consommation et les émissions des autres agents énergétiques. Les Perspectives énergétiques présentent généralement la consommation énergétique et les émissions indigènes. Pour le trafic aérien international par contre, on part généralement des ventes de carburant sur le sol national. Concrètement, nous assimilons la vente de kérosène aux aéroports de Zurich et de Genève, soit aux aéroports sur sol suisse (sans l'aéroport de Bâle-Mulhouse qui est rattaché à la France), au besoin en énergie du trafic aérien international du point de vue de la Suisse.

**Tableau 6 : Volume de passagers, prestation de transport, consommation de carburant et émissions de gaz à effet de serre des vols internationaux**

	Unité	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Passagers en partance	Mio.	n.a.	58	71	81	85	87	88	89
Prestation de trafic*	Mrd. pkm	n.a.	62	75	86	91	93	94	95
<b>ZÉRO Basis</b>									
Carburants	PJ	64	78	80	83	79	73	67	61
dont Kérosène	PJ	64	78	80	83	78	71	65	0
Biocarburants	PJ	0	0	0	0	1	1	2	2
PtKérosène	PJ	0	0	0	0	0	0	0	59
Émissions de GES	Mt CO <sub>2</sub> eq	4.7	5.7	5.9	6.1	5.7	5.2	4.8	0.0
<b>PPA</b>									
Carburants	PJ	64	78	87	97	100	99	97	96
dont Kérosène	PJ	64	78	87	97	99	97	94	93
Biocarburants	PJ	0	0	0	0	1	2	3	3
PtKérosène	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0
Émissions de GES	Mt CO <sub>2</sub> eq	4.7	5.7	6.4	7.1	7.2	7.1	6.9	6.8

\* La prestation de trafic est estimée via la consommation d'énergie et un facteur d'émission spécifique de la base de donnée ecoinvent 3.5.

Pour les années précédant (et comprenant) 2017, nous utilisons les consommations d'énergie déterminées ex post. Puis, l'évolution de la consommation énergétique est actualisée à l'aide d'une prévision des chiffres de passagers (jusqu'en 2030 selon intraplan 2015, puis parallèlement à l'évolution de la population) en tenant compte d'une

amélioration de l'efficacité des vols en fonction du nombre de passagers. L'efficacité progresse grâce aux améliorations techniques apportées aux appareils, à l'augmentation du taux d'occupation et à l'utilisation d'avions plus grands. Entre 2017 et 2020, une valeur de 0,57% par an a été fixée pour tous les scénarios (valeur inférieure dans le rapport sur l'environnement de l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI)). Cette valeur est reprise jusqu'en 2050 dans le scénario PPA. Dans les scénarios ZÉRO, on table sur une amélioration annuelle de l'efficacité de 2% entre 2020 et 2050. Ce taux correspond à l'objectif très ambitieux de l'OACI («aspirational goal»).

En ce qui concerne la part des biocarburants dans le trafic aérien international au départ de la Suisse, le scénario PPA admet qu'elle croîtra continuellement entre 2030 et 2045 pour atteindre 3% et rester ensuite à ce niveau. Le Ptkérosène n'est pas utilisé dans le scénario PPA. La part des biocarburants évolue de la même manière dans les scénarios ZÉRO que dans le scénario PPA, mais le Ptkérosène vient s'y ajouter à partir de 2045. Sa part sera de 97% d'ici à 2050, de sorte que l'on pourra se passer de kérosène fossile.

Le Tableau 6 résume l'évolution supposée du volume de passagers, du besoin en énergie et des émissions de gaz à effet de serre. En ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, il faut noter que tous les effets du trafic aérien sur le changement climatique qui ne sont pas liés au CO<sub>2</sub> ne sont pas pris en compte. Selon l'état actuel de la recherche, les effets non induits par le CO<sub>2</sub> sont du même ordre de grandeur que l'impact des émissions de CO<sub>2</sub> (Cox et Althaus 2019). Il faut aussi noter que, dans le cadre de l'accord CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation), la Suisse s'est engagée à une croissance du trafic aérien international neutre pour le climat à partir de 2020. Dans ce cadre, la part des émissions supérieures à la valeur de 2019<sup>11</sup> sera compensée dès 2021. L'aviation fait désormais aussi partie du système européen d'échange de quotas d'émission. Mais comme ces deux systèmes correspondent à des compensations hors du secteur et peut-être aussi hors de la Suisse, on ne peut pas le comptabiliser avec les émissions dans la logique des Perspectives énergétiques.

### 3.1.2 Consommation d'énergie électrique finale

#### **Consommation électrique totale et par affectations**

La consommation électrique totale des secteurs de la demande<sup>12</sup> augmente jusqu'à 228 PJ (63,2 TWh) d'ici à 2050 dans le scénario ZÉRO base, ce qui correspond à une augmentation proche de 11% par rapport à 2019. Cette hausse de la consommation électrique est principalement due à l'augmentation enregistrée dans la mobilité. La consommation s'accroît de quelque

<sup>11</sup> Il était prévu de prendre comme base la moyenne des années 2019 et 2020. En raison de l'effondrement causé en 2020 par la pandémie de coronavirus, 2019 a été choisie comme année de référence.

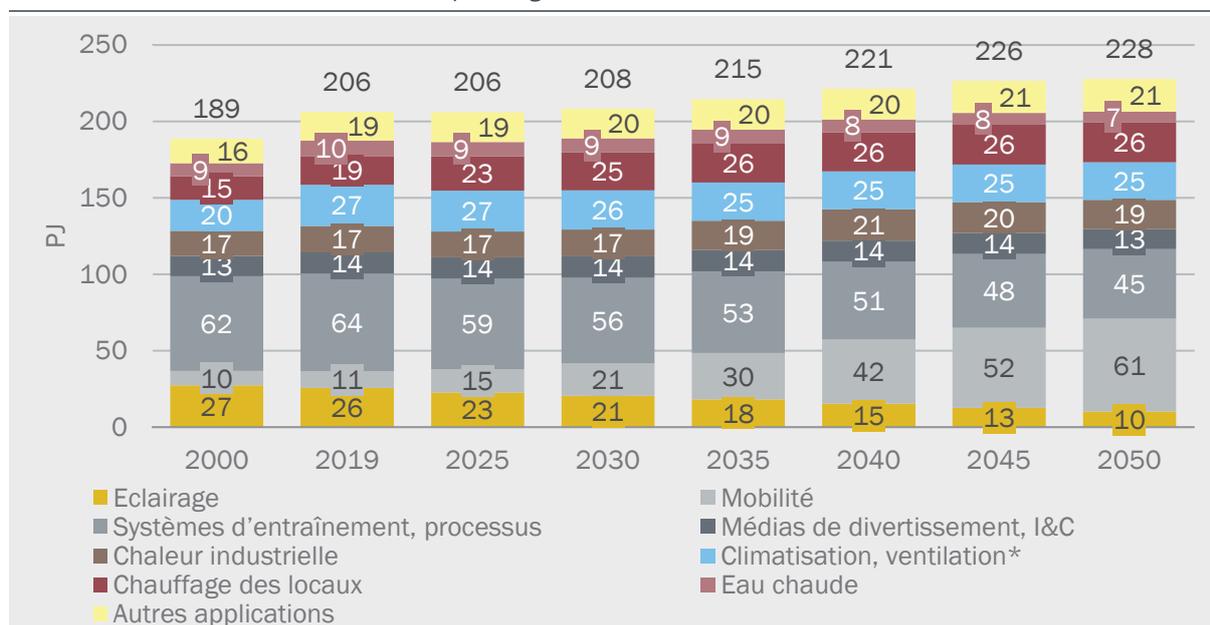
<sup>12</sup> N'est pas comprise ici la consommation électrique supplémentaire liée à la transformation de l'énergie, c'est-à-dire les besoins en électricité des pompes d'accumulation des centrales hydroélectriques, des grandes pompes à chaleur des réseaux de chaleur à distance, des électrolyseurs destinés à la production indigène d'hydrogène et des installations de CSC.

50 PJ (13,8 TWh) entre 2019 et 2050 (cf. figure 9). Le parc de véhicules électriques à batterie atteint près de 3,6 millions de véhicules en 2050.

Malgré la forte progression des pompes à chaleur électriques (env. 1,5 millions de pompes à chaleur produisent de la chaleur d'ambiance en 2050), la consommation électrique destinée à la au chauffage des locaux n'augmente que de 7,2 PJ (2 TWh) entre 2019 et 2050. Outre les mesures d'efficacité visant l'enveloppe des bâtiments et la meilleure efficacité des pompes à chaleur, cette évolution s'explique en particulier par le remplacement des chauffages électriques directs conventionnels et les chauffe-eau électriques.

**Figure 9 : Consommation électrique par affectations**

Évolution de la consommation d'électricité par usage dans le scénario ZÉRO base, en PJ



\* Climatisation, ventilation et installations techniques

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Les baisses de consommation les plus importantes concernent l'éclairage (moins 15,3 PJ ou moins 4,3 TWh) ainsi que les moteurs et les processus (moins 18,2 PJ ou moins 5 TWh en tenant compte notamment des grands appareils ménagers tels que les réfrigérateurs et les lave-linge). En raison du réchauffement climatique, le besoin de réfrigération augmente et, partant, le besoin d'électricité pour actionner les appareils de climatisation. Par contre, la consommation destinée à la ventilation et à l'énergie auxiliaire des chauffages diminue grâce aux mesures d'efficacité, de sorte que la consommation dans la catégorie Climatisation, ventilation et technique du bâtiment ne se modifie que peut globalement durant la période embrassée par le scénario (moins 2,3 PJ ou moins 0,6 TWh). La modification de la consommation électrique est également minimale dans les autres domaines d'affectation (<3,1 PJ ou <1 TWh). La consommation électrique liée à la numérisation est prise en compte dans les valeurs de consommation présentées. Si la numérisation croissante entraîne une augmentation du nombre des appareils consommateurs d'électricité, elle permet aussi toutefois une meilleure commande et une utilisation parfaitement adéquate des appareils et des installations, ce qui réduit leur consommation électrique.

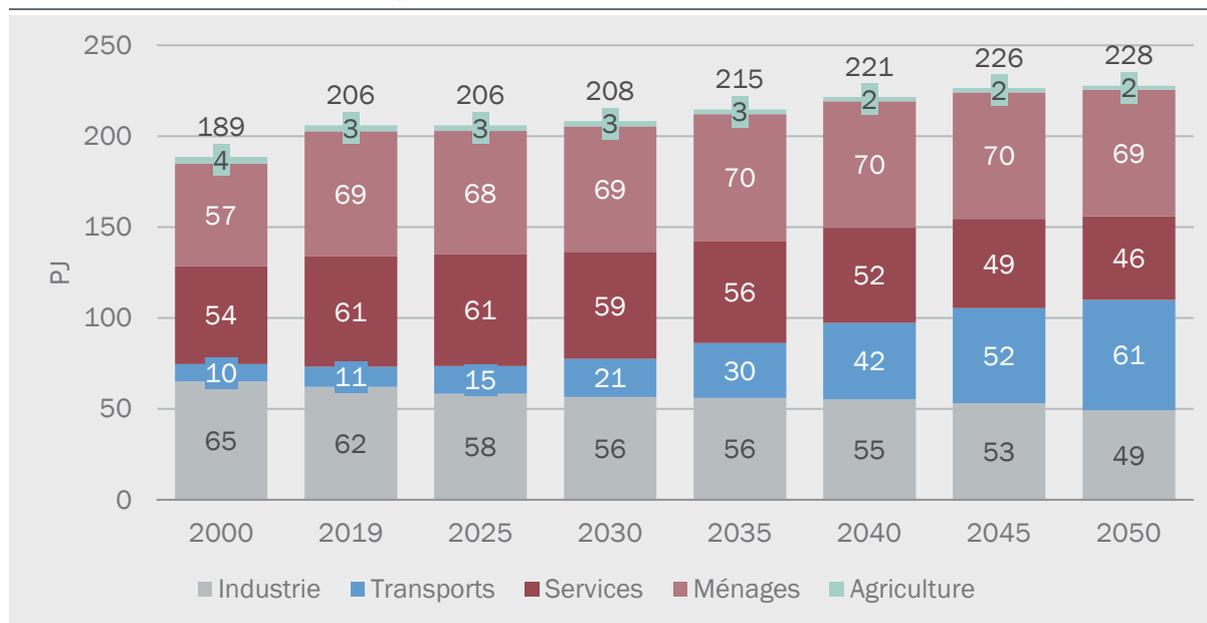
## Consommation électrique par secteurs

L'importance des secteurs dans la consommation électrique finale se modifie sensiblement d'ici à 2050. Du fait de la mobilité électrique croissante, la consommation électrique du secteur des transports augmente, dans le scénario ZÉRO base, de 11 PJ (3,0 TWh) en 2019 à 61 PJ (16,9 TWh) en 2050 (Figure 10). Durant la même période, la part du secteur des transports dans la consommation électrique finale totale passe de 5,3% à 26,7%.

Dans le secteur des ménages privés, la consommation d'électricité ne change pas beaucoup entre 2019 et 2050. La consommation supplémentaire destinée aux pompes à chaleur est compensée par les gains d'efficacité dans l'éclairage, les appareils électriques et la technique du bâtiment de même que par le remplacement des chauffages électriques directs conventionnels et des chauffe-eau électriques. Entre 2019 et 2050, la part des ménages privés dans la consommation électrique finale ne se réduit que dans une proportion minimale (moins 2,9 points de pour-cent). En revanche, les parts de l'industrie (moins 8,6 points de pour-cent) et des services (moins 9,2 points de pour-cent) diminuent clairement. Les causes de cette diminution résident dans la meilleure efficacité et la moindre importance de l'électricité dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre du secteur industriel.

**Figure 10 : Consommation électrique par secteurs**

Évolution de la consommation d'énergie finale pour l'électricité par secteur dans le scénario ZÉRO base, en PJ



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

### 3.1.3 Chaleur à distance

L'utilisation de la chaleur à distance pour assurer l'approvisionnement en chaleur ambiante et en eau chaude, mais aussi pour fournir la chaleur de processus à faibles températures, constitue une option supplémentaire pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs de la demande d'énergie. La condition en est que la chaleur à distance soit produite par un mix d'agents énergétiques exempt de CO<sub>2</sub> ou neutre en termes de CO<sub>2</sub> (cf. chapitre 4).

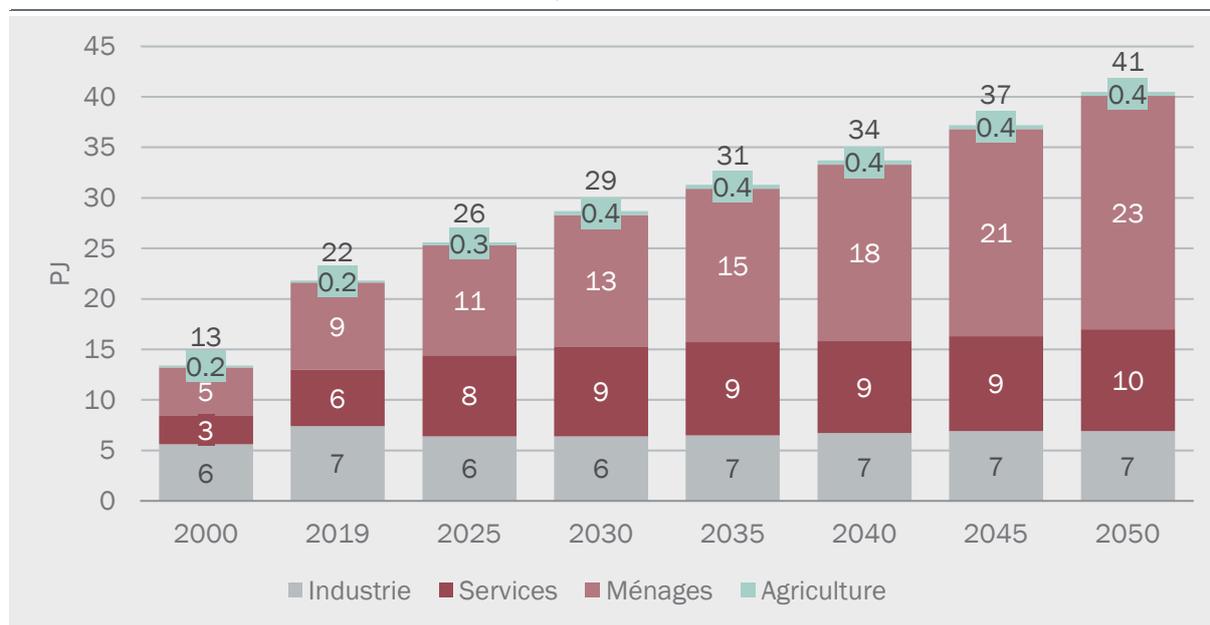
La Suisse dispose en principe de vastes potentiels de chaleur en provenance des UIOM, des STEP, de la géothermie de moyenne profondeur, des processus industriels, des eaux et des nappes phréatiques. Ces potentiels peuvent être intégrés à des coûts relativement bas dans les réseaux thermiques de proximité et à distance.

Les réseaux thermiques atténuent quelque peu la quantité d'électricité requise pour les pompes à chaleur décentralisées. Ce point est important sous l'angle de l'approvisionnement en électricité. En outre, il faut aussi prévoir, notamment dans les régions urbaines, des restrictions techniques et d'éventuels problèmes d'acceptation envers l'utilisation de pompes à chaleur liées aux bâtiments. Le recours à la chaleur de l'environnement et des rejets de chaleur permet aussi de diminuer l'utilisation de la biomasse, ce qui revêt de l'importance eu égard aux limites de son potentiel. De plus, il est ainsi possible d'éviter l'utilisation d'agents énergétiques basés sur l'électricité qui impliqueraient d'importants coûts énergétiques. Les coûts totaux s'en trouveront réduits.

Dans le scénario ZÉRO base, la consommation de chaleur à distance progresse de manière particulièrement nette: dans les ménages privés, elle passe d'environ 9 PJ en 2019 à 23 PJ en 2050, tandis qu'elle double quasiment durant la même période dans le secteur des services pour atteindre environ 10 PJ en 2050. Dans l'industrie, la consommation reste à peu près à son niveau de 2019 (env. 7 PJ). La figure 11 illustre l'évolution de la consommation de chaleur à distance dans le scénario ZÉRO base.

**Figure 11 : Consommation de chaleur à distance par secteurs**

Évolution de la consommation de chaleur à distance par secteur dans le scénario ZÉRO base, en PJ



sans la consommation pour le CCS

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Dans le cadre des Perspectives énergétiques 2050+, la consommation électrique requise par la transformation nécessaire à la production de chaleur de proximité (réseaux thermiques de moins

de 20 GWh) est imputée aux secteurs de consommation finale. Elle n'apparaît pas dans les valeurs de consommation présentées à la figure 11.

### 3.1.4 Agents énergétiques basés sur l'électricité

Pour atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050, il est nécessaire d'utiliser dans le secteur des transports des agents énergétiques basés sur l'électricité comme l'hydrogène et les carburants liquides basés sur l'électricité. Dans le scénario ZÉRO base, les agents énergétiques basés sur l'électricité ne jouent aucun rôle dans les autres secteurs de la demande énergétique, même à long terme. Dans ces autres secteurs, les mesures d'efficacité, l'utilisation directe de l'électricité et le développement des réseaux de chaleur sont d'une importance cruciale pour atteindre l'objectif de réduction des gaz à effet de serre. Ce constat découle de considérations en matière de coûts, mais aussi de réflexions quant à notre dépendance envers l'étranger pour développer les capacités de production requises par les agents énergétiques basés sur l'électricité.

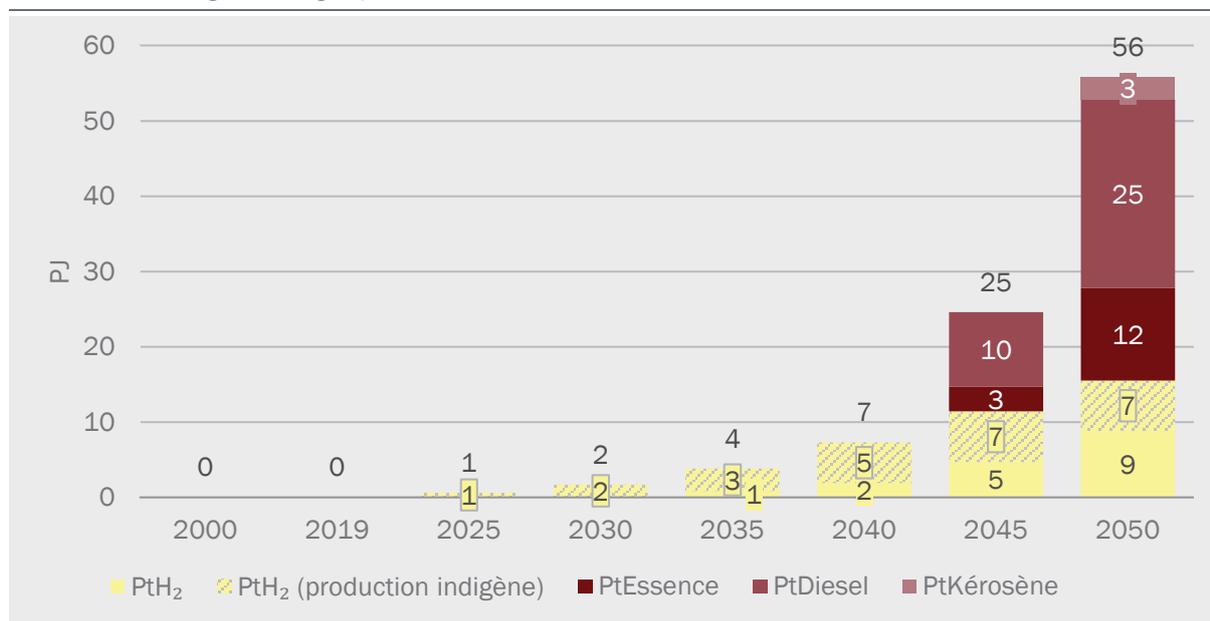
L'utilisation d'agents énergétiques basés sur l'électricité est nécessaire dans le transport routier des marchandises parce que, en raison des coûts mais aussi de la priorité accordée au transfert de la route au rail, on ne suppose pas en Suisse la mise en œuvre d'une infrastructure de lignes électriques aériennes pour les poids lourds. En outre, dans le transport routier des passagers, un reliquat de véhicules conventionnels et de véhicules hybrides rechargeables devront être propulsés par des carburants liquides basés sur l'électricité et une certaine part des véhicules à pile à combustible recourront à l'hydrogène.<sup>13</sup> Entre 2040 et 2050 en particulier, il sera nécessaire d'augmenter les importations d'agents énergétiques liquides basés sur l'électricité afin d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Après 2050, l'utilisation des agents énergétiques liquides régressera de nouveau, notamment en raison des progrès de l'électrification dans le secteur des transports et du recours croissant à l'hydrogène. L'utilisation de l'hydrogène suppose une infrastructure correspondante de transport et de stockage. On suppose un transport par camion pour assurer l'approvisionnement des stations-service en hydrogène produit en Suisse. Pour l'importation d'hydrogène, on table à long terme sur le développement d'une infrastructure internationale dédiée à l'hydrogène. La figure 12 illustre l'évolution de l'utilisation des agents énergétiques basés sur l'électricité dans le scénario ZÉRO base.

Une part de l'hydrogène requis est produite en Suisse. La production d'hydrogène a lieu sur les sites actuels de centrales électriques au fil de l'eau. Aux coûts actuels, cette production indigène est concurrentielle jusqu'en 2050 face aux importations d'hydrogène. On suppose une exploitation flexible des installations. Celles-ci ont donc surtout besoin d'électricité pendant le semestre d'été, c'est-à-dire durant les périodes de forte production photovoltaïque. Environ 80 % de l'hydrogène est produit à long terme en Suisse. La figure 12 présente la production indigène d'hydrogène dans le scénario ZÉRO base. Par contre, les carburants basés sur l'électricité (PtL) sont entièrement importés. Ils sont fabriqués à l'étranger en raison de forts potentiels, d'avantages en termes de coûts et du besoin d'assurer un nombre important d'heures de pleine charge.

<sup>13</sup> Les véhicules électriques à pile à combustible (VEPC) ou «Fuel Cell Electric Vehicles» (FCEV) sont chers et moins efficaces que les véhicules électriques à batterie (VEB). Ils le resteront à l'avenir. Ils ne sont donc utilisés que dans les cas où les VEB présentent des désavantages notables. Tel sera le cas pour un petit segment des voitures de tourisme (10% dès 2040), lorsque l'autonomie des véhicules à batterie ne sera toujours pas suffisante, à l'avenir également, ou que les batteries embarquées seraient trop lourdes. Pour les véhicules utilitaires lourds (VULourds), on trouve dès 2025 environ 8% de véhicules à pile à combustible dans le parc des nouveaux véhicules. Ce pourcentage augmentera à quelque 50% des nouveaux VULourds jusqu'en 2060

**Figure 12 : Consommation d'agents énergétiques basés sur l'électricité et production indigène de H<sub>2</sub>**

Consommation d'agents énergétiques à base d'électricité dans le scénario ZÉRO base, in PJ



sans la consommation du trafic aérien international

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

### 3.1.5 Comparaison avec des valeurs indicatives de la consommation

La loi sur l'énergie (LEne) prévoit des valeurs indicatives de consommation pour la consommation énergétique et la consommation électrique par personne: par rapport à l'année 2000, la consommation finale par personne et par année doit baisser de 43% jusqu'en 2035 pour l'énergie et de 13% pour l'électricité (art. 3 LEne). La Stratégie énergétique 2050 prévoit aussi des objectifs pour 2050: la consommation finale par personne à l'horizon 2050 doit être réduite de 54% pour l'énergie et de 13% pour l'électricité par rapport à l'année 2000 (Message du 4 septembre 2013 relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, Conseil fédéral 2013).

La question se pose de savoir si ces valeurs indicatives de consommation prévues par la loi ou ces objectifs de consommation formulés dans la Stratégie énergétique 2050 sont compatibles avec le nouvel objectif de réduction à zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050.

#### Consommation d'énergie finale (par personne)

Selon le scénario ZÉRO base, la réduction de la consommation énergétique finale par personne est d'environ 41% jusqu'en 2035 et d'environ 53% jusqu'en 2050 par rapport à l'année 2000 (Tableau 7). En comparaison, la réduction est d'environ 45% à l'horizon 2050 dans le scénario PPA. Sous l'angle de la consommation énergétique par personne, les valeurs indicatives et les objectifs fixés à ce stade sont donc compatibles avec le nouvel objectif de zéro émission nette. En comparant, il faut considérer que la consommation énergétique de l'agriculture et celle des compresseurs pour les gazoducs de transit sont contenues dans les valeurs de consommation présentées dans le tableau, contrairement à la valeur indicative prévue par la LEne. Il résulte

donc un léger écart de délimitation par rapport à la valeur indicative de la LEne, mais il n'a qu'une influence marginale sur le calcul du changement de consommation.<sup>14</sup>

**Tableau 7 : Comparaison aux objectifs de consommation énergétique finale**

Évolution de la consommation d'énergie finale par habitant

Scénario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>	Total par habitant [GJ/habitant]	109	88	79	71	64	58	54	51
	Changement (indice de référence 2000)	100	80	72	65	59	53	50	47
	réduction réalisée par rapport à 2000	0%	-20%	-28%	-35%	-41%	-47%	-50%	-53%
<b>PPA</b>	Total par habitant [GJ/habitant]	109	88	81	75	70	66	62	60
	Changement (indice de référence 2000)	100	80	74	69	64	60	57	55
	réduction réalisée par rapport à 2000	0%	-20%	-26%	-31%	-36%	-40%	-43%	-45%

y compris la consommation de l'agriculture et la consommation de gaz des compresseurs pour les pipelines de transit, sans la consommation du trafic aérien international

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

## Consommation d'électricité (par personne)

La transformation du système énergétique conforme à l'objectif de zéro émission nette et la décarbonisation qui lui est liée impliquent une forte électrification. À long terme, il faut donc prévoir une consommation d'électricité accrue. Cette consommation d'électricité supplémentaire doit être prise en compte dans la comparaison avec les valeurs indicatives et les objectifs concernant la consommation électrique. C'est pourquoi, outre la consommation électrique finale, la consommation d'électricité requise par la production de chaleur à distance (grandes pompes à chaleur), par la production d'hydrogène («power-to-H<sub>2</sub>») et par les technologies de CSC qui interviennent dans le secteur de la transformation doit être intégrée (cf. figure 17).

Dans le scénario ZÉRO base, la consommation électrique par personne sera réduite d'environ 12% par rapport à l'année 2000 d'ici 2035. L'évolution de la consommation se situe donc dans le domaine correspondant à la valeur indicative prévue par la LEne. À long terme, en raison de l'électrification croissante requise par la décarbonisation du système énergétique, la consommation électrique par personne repart à la hausse. En 2050, elle est de 5% inférieure à la consommation de l'année 2000 (Tableau 8). La valeur cible fixée pour 2050 dans le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 n'est plus compatible avec l'objectif de zéro émission nette en 2050. La pénétration des véhicules électriques (et des pompes à chaleur) ainsi que les nouveaux consommateurs d'électricité du secteur de la transformation entravent à long terme la réalisation des objectifs dans le scénario ZÉRO base. La réduction est de 12% en 2050 dans le scénario PPA. La réduction plus forte dans le scénario PPA n'est pas due à une meilleure efficacité, mais au recours moins important aux véhicules électriques, aux pompes

<sup>14</sup> Compte tenu des consommations de l'agriculture et des conduites de transit, on obtient en 2035 par rapport à l'année de référence 2000, dans le scénario ZÉRO base, 41,4% de réduction de la consommation par personne. Compte non tenu de ces consommations, la réduction est de 41,5%.

à chaleur, à l'électrothermie, au CSC et à la production d'hydrogène. Le corollaire en est une dé-carbonisation nettement plus faible du système énergétique.

**Tableau 8 : Comparaison aux objectifs de consommation électrique**

Évolution de la consommation d'électricité par habitant

Scénario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>	Total par habitant [GJ/habitant]	26.2	24.0	23.0	22.6	23.0	23.9	24.6	24.8
	Changement (indice de référence 2000)	100	91	88	86	88	91	94	95
	réduction réalisée	0%	-9%	-12%	-14%	-12%	-9%	-6%	-5%
<b>PPA</b>	Total par habitant [GJ/habitant]	26.2	24.0	23.3	22.8	22.6	22.6	22.7	22.9
	Changement (indice de référence 2000)	100	91	89	87	86	86	86	87
	réduction réalisée	0%	-9%	-11%	-13%	-14%	-14%	-14%	-13%

Comprend la consommation finale d'électricité et la consommation pour les pompes à chaleur de grande puissance, l'électricité pour la production de H<sub>2</sub> ainsi que la consommation pour le CSC

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

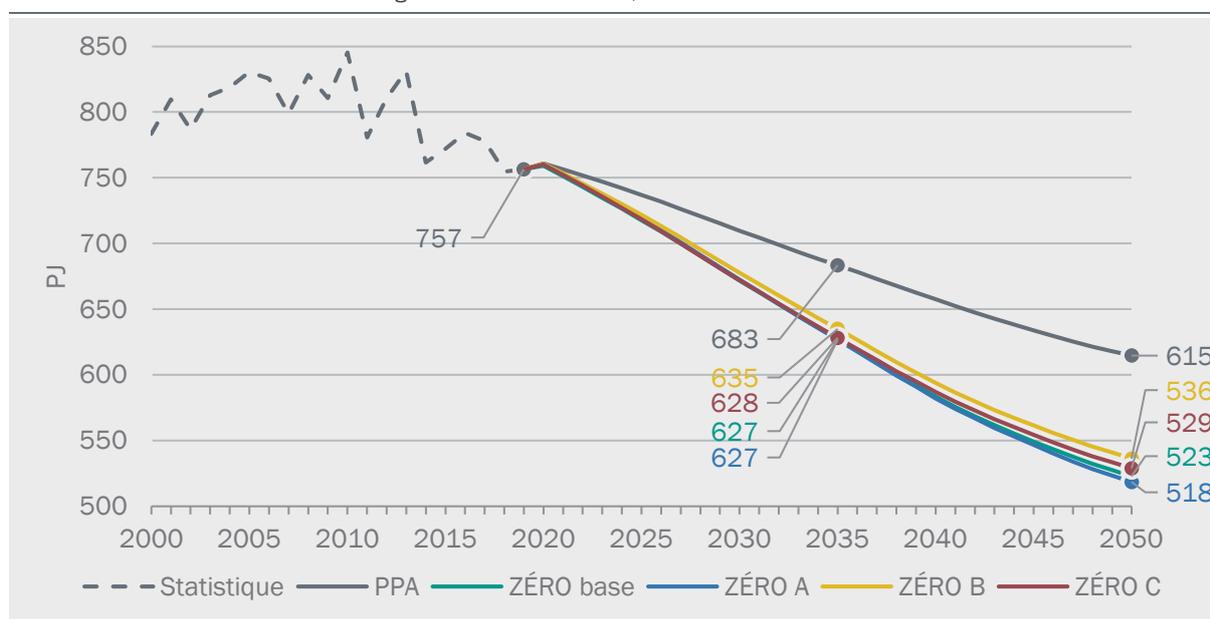
## 3.2 Comparaison des scénarios

### 3.2.1 Consommation d'énergie finale

Les variantes du scénario zéro émission nette examinées ne se distinguent pas sensiblement quant au niveau de consommation énergétique finale (Figure 13). La baisse est légèrement plus marquée dans les variantes où l'électrification est importante (ZÉRO base, ZÉRO A). Dans les scénarios ZÉRO, la baisse de la consommation énergétique finale entre 2019 et 2050 est comprise entre 29% et 31%. La baisse est beaucoup plus faible dans le scénario PPA (moins 19%).

**Figure 13 : Comparaison des scénarios: consommation énergétique finale totale**

Evolution de la consommation d'énergie finale 2000 à 2050, en PJ



sans la consommation du trafic aérien international

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

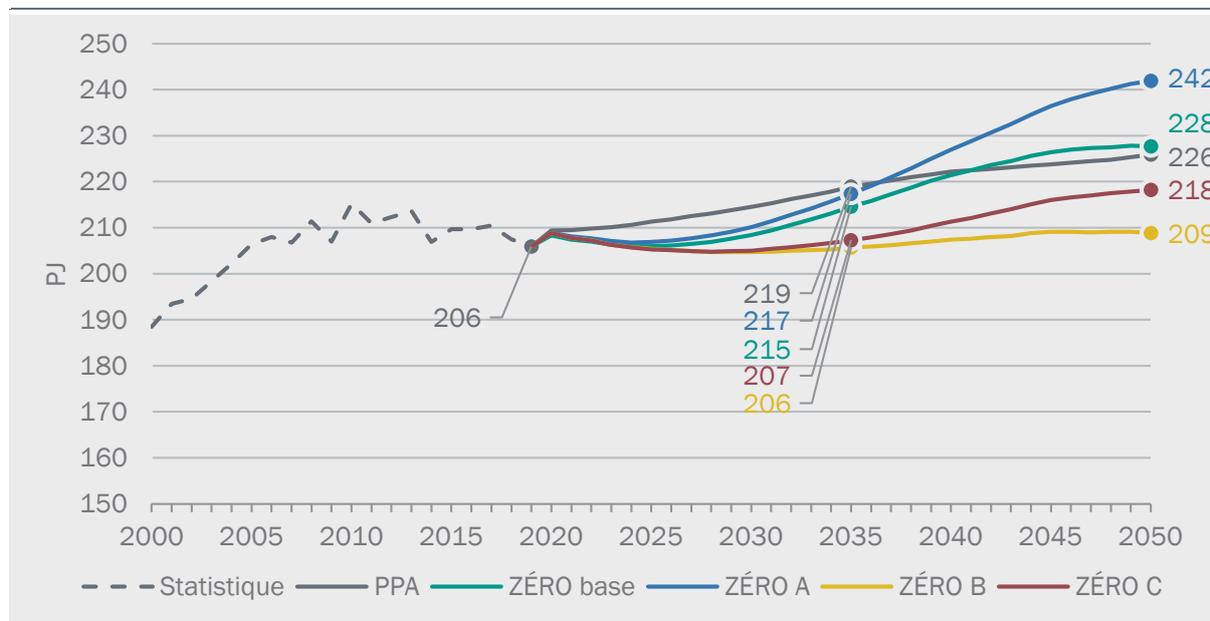
### 3.2.2 Consommation d'électricité

On relève de nettes différences entre les scénarios s'agissant de la consommation électrique des secteurs de consommation finale. Dans le scénario PPA, la consommation électrique augmente plus ou moins continuellement au fil du temps, de 0,3% en moyenne entre 2019 et 2050. Dans les scénarios ZÉRO, en raison des gains d'efficacité, la consommation d'électricité commence par baisser jusque vers 2025. Dans les scénarios prévoyant une moindre électrification (ZÉRO B et ZÉRO C), la consommation électrique progresse de nouveau après 2030/2035, mais elle reste toutefois durablement inférieure au niveau de consommation du scénario PPA. Dans les scénarios ZÉRO où l'électrification est plus forte (ZÉRO base, ZÉRO A), la consommation électrique augmente de nouveau dès avant 2030: dans le scénario ZÉRO base, elle progresse pour atteindre en 2050 quasiment le niveau de consommation du scénario PPA (+11% entre 2019 et 2050). La progression de la consommation électrique est la plus forte dans le scénario ZÉRO A (+18% entre

2019 et 2050). Dans tous les scénarios ZÉRO, la consommation d'électricité baisse de nouveau légèrement après 2050, alors qu'elle continue d'augmenter légèrement dans le scénario PPA.

**Figure 14 : Comparaison des scénarios : consommation électrique**

Secteurs d'utilisation finale, 2000 à 2050, en PJ



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

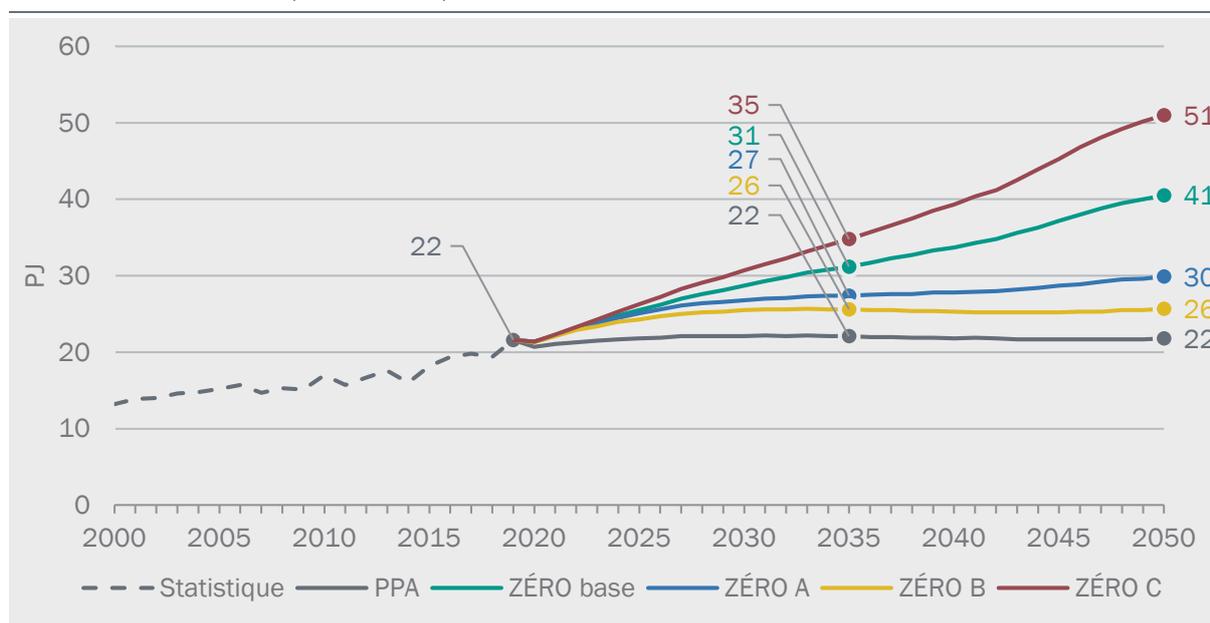
### 3.2.3 Chaleur à distance

En ce qui concerne l'utilisation de la chaleur à distance également, l'éventail des scénarios est large. Dans le scénario PPA, au bas de l'éventail, la consommation n'évolue pas beaucoup par rapport à 2019. D'une part, les réseaux de chaleur sont encore élargis, d'autre part, les mesures d'efficacité réduisent la consommation de chaleur aux points de soutirage. Dans le scénario ZÉRO C, au haut de l'éventail, la consommation augmente de quelque 135% (par rapport à 2019) pour atteindre 50 PJ en 2050. Dans le scénario ZÉRO base également, la chaleur à distance joue un rôle important: la consommation augmente de presque 90% entre 2019 et 2050 pour s'établir à 41 PJ. La progression durant la même période est nettement moindre dans les scénarios ZÉRO A (+39%) et ZÉRO B (+19%).

Ces valeurs ne comprennent pas la consommation de chaleur de proximité. Contrairement à ce qui prévaut pour la chaleur à distance, la consommation d'énergie destinée à produire de la chaleur de proximité n'est pas imputée au secteur de la transformation mais aux secteurs de consommation finale où elle figure. La progression de la consommation de chaleur de proximité est aussi la plus forte dans les scénarios ZÉRO C et ZÉRO base. En chiffres absolus, le principal potentiel offert par la chaleur de proximité se situe dans les bâtiments d'habitation.

**Figure 15 : Comparaison des scénarios: consommation de chaleur à distance**

Secteurs d'utilisation finale, 2000 à 2050, en PJ



sans consommation d'énergie pour le CSC

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

### 3.2.4 Agents énergétiques basés sur l'électricité (PtX)

Les agents énergétiques basés sur l'électricité comprennent l'hydrogène vert, les gaz de synthèse ainsi que les combustibles et carburants synthétiques liquides. Ils sont utilisés dans tous les scénarios. Leur utilisation est la plus faible dans le scénario PPA, où ils s'agit exclusivement d'hydrogène vert affecté au secteur des transports.

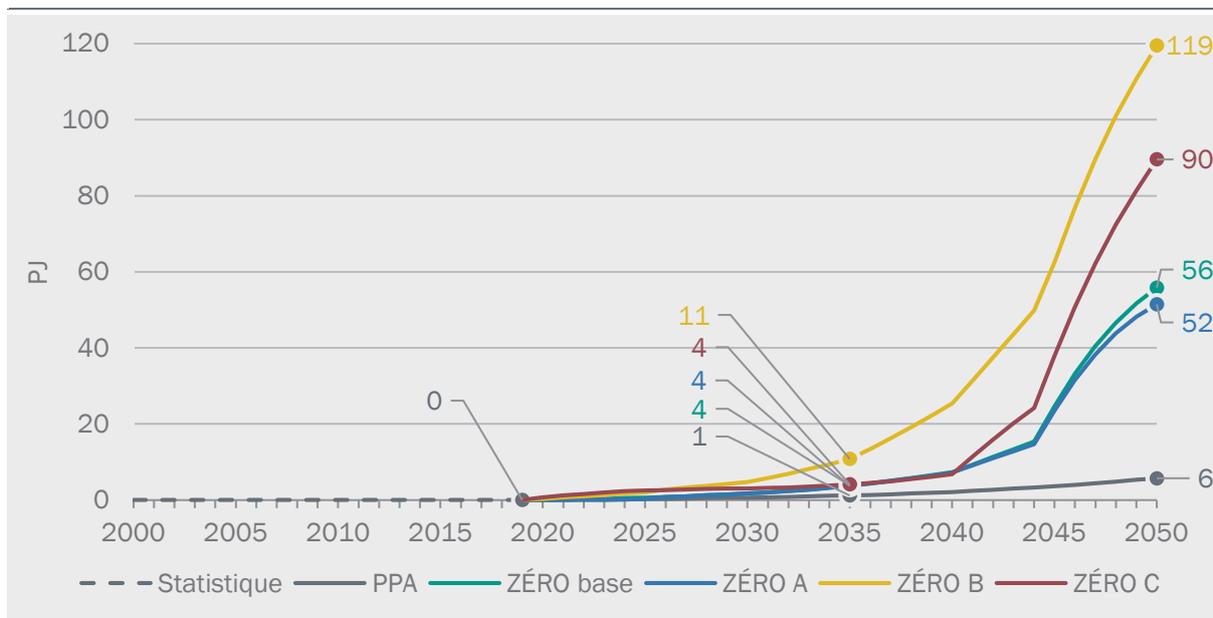
Dans les scénarios ZÉRO, les agents énergétiques basés sur l'électricité sont nettement plus présents et leur utilisation ne se limite pas exclusivement à l'hydrogène. Jusqu'en 2040/2045, leur consommation progresse lentement dans tous les scénarios ZÉRO, puis elle augmente fortement et diminue de nouveau après 2050. La pointe de consommation aux alentours de 2050 s'explique par la volonté d'éviter complètement les émissions de gaz à effet d'ici à 2050. Au-delà de cet horizon, le recours aux agents énergétiques basés sur l'électricité diminue de nouveau en particulier grâce aux gains d'efficacité supplémentaires et aux progrès accomplis dans l'électrification du secteur des transports.

Les agents énergétiques basés sur l'électricité (PtX) sont utilisés le plus dans le scénario ZÉRO B. C'est aussi le seul scénario dans lequel on recourt au méthane synthétique (Ptméthane). Le Ptméthane est utilisé dans la production de chaleur (bâtiment, réseaux de chaleur, processus) et dans le secteur des transports. D'ici à 2050, la consommation des PtX augmentera à près de 120 PJ dans le scénario ZÉRO B. Dans le scénario ZÉRO C également, le recours aux PtX est relativement important (principalement des combustibles et des carburants liquides dans ce scénario). Les besoins des PtX dans les scénarios ZÉRO base et ZÉRO A sont à peu près à moitié aussi importants que ceux du scénario ZÉRO B. Dans les scénarios ZÉRO base et ZÉRO A, les PtX sont exclusivement utilisés dans le secteur des transports.

Cette illustration ne tient pas compte du kérosène synthétique destiné au trafic aérien international. Les besoins dans ce domaine seront d'environ 60 PJ en 2050.

**Figure 16 : Comparaison des scénarios: agents énergétiques basés sur l'électricité (PtX)**

Secteurs d'utilisation finale, 2000 à 2050, en PJ



sans la consommation du trafic aérien international

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

---

## 4 Résultats concernant la production d'électricité et de chaleur à distance

---

Le présent chapitre résume les résultats concernant la production d'électricité et de chaleur à distance. Nous y décrivons d'abord le scénario ZÉRO base avec la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050». Puis nous procédons à une comparaison avec les autres variantes du scénario ZÉRO.

### 4.1 Production d'électricité

#### 4.1.1 Contexte

La production électrique suisse durant l'année civile 2019 a été d'environ 71,9 TWh (c'est plus que les années précédentes en raison notamment d'une importante production hydroélectrique). Avec une part de 56% (40,6 TWh) de la production nationale, les centrales hydroélectriques ont dominé la production électrique en 2019. Il faut noter que la production annuelle des centrales hydroélectriques est soumise à des fluctuations en raison des différences de conditions hydrologiques. En 2019, les centrales nucléaires ont contribué pour environ 35% (25,3 TWh) de la production nationale. Comparativement, les parts des centrales thermiques (3%) et des autres énergies renouvelables (6%), qui comprennent aussi les parts des installations couplées, étaient encore relativement faibles en 2019. Dans le secteur de l'électricité, la Suisse est fortement interconnectée avec les pays étrangers grâce à ses actuelles capacités de transfert nettes. Cette interconnexion se traduit par l'importante quantité d'électricité transportée à travers la Suisse dans les pays voisins et par la contribution des importations à la couverture de la consommation dans notre pays. Les années de faibles précipitations et lorsque les débits sont faibles, la Suisse est un importateur net d'électricité, alors qu'elle tend à être une exportatrice nette les années où les conditions hydrologiques sont bonnes. En 2019, le solde exportateur était d'environ 6,3 TWh, soit nettement au-dessus du niveau des années précédentes en raison des conditions hydrologiques avantageuses (OFEN 2020c).

#### 4.1.2 ZÉRO base

##### **Consommation nationale**

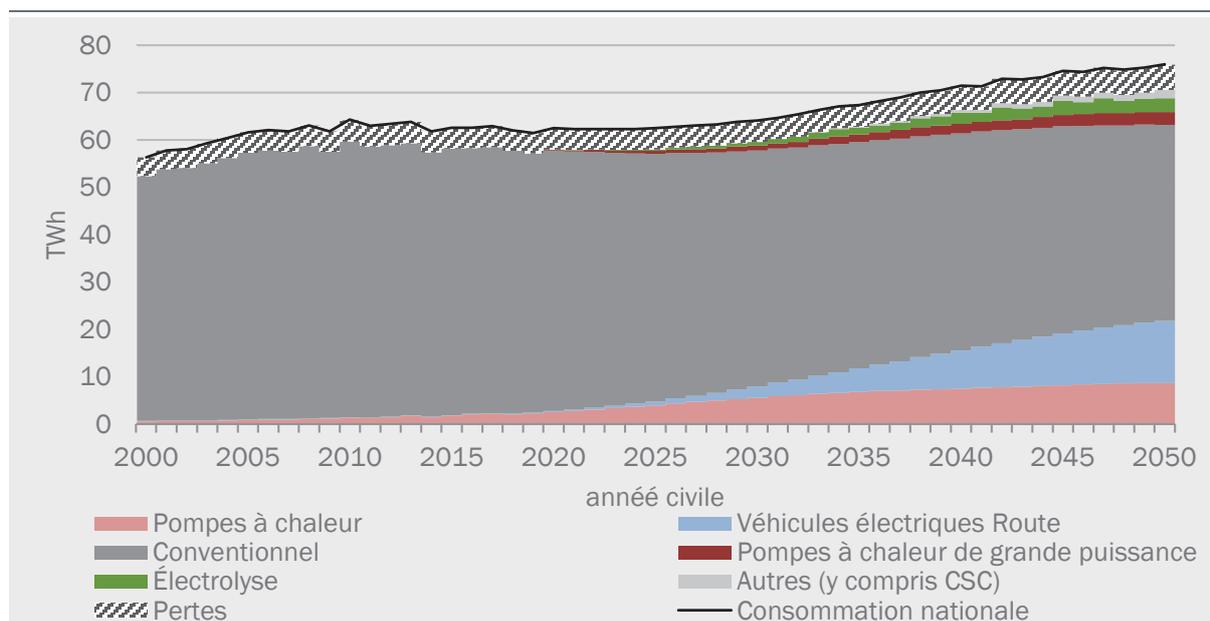
La consommation nationale d'électricité résulte de la consommation finale d'énergie électrique compte tenu des pertes survenues et de l'autoconsommation croissante dans le secteur de la transformation énergétique durant la période d'observation. Elle comprend la consommation d'électricité pour les grandes pompes à chaleur des réseaux de chaleur à distance, pour la production indigène d'hydrogène et pour le captage et le stockage de CO<sub>2</sub>. La consommation électrique des pompes d'accumulation, qui découle du recours aux centrales de pompage-turbinage (en fonction du marché de l'électricité) n'y est pas comprise.

L'évolution de la consommation finale d'énergie électrique dans le scénario ZÉRO base est décrite au chapitre 3. L'efficacité élevée dans les secteurs de la demande atténue l'effet sur la consommation électrique nationale du besoin croissant en électricité des véhicules électriques et des pompes à chaleur. En 2050, la consommation électrique des pompes à chaleur dans les bâtiments est d'environ 9 TWh et celle des véhicules électriques dans les transports routiers, d'environ 13 TWh. En outre, les grandes pompes à chaleur constituent une technologie essentielle pour mettre à disposition de la chaleur à distance tout en évitant les émissions directes de CO<sub>2</sub> (cf. point 4.2). Les grandes pompes à chaleur destinées à l'approvisionnement en chaleur à distance sont cause d'une consommation supplémentaire d'électricité de quelque 2,7 TWh en 2050. La production indigène d'hydrogène entraîne une consommation électrique d'environ 3 TWh en 2050. La consommation électrique requise pour le captage et le stockage de CO<sub>2</sub> sur le sol national croît jusqu'en 2050 pour atteindre près de 1,7 TWh. Ainsi, la consommation nationale totale d'électricité progresse de plus de 24% (par rapport à 2019) et atteint quelque 76 TWh en 2050.

La figure 17 et le tableau 9 illustrent l'évolution de la consommation nationale dans le scénario ZÉRO base.

**Figure 17 : Consommation nationale d'électricité**

Evolution de la consommation nationale annuelle d'électricité par domaine d'application dans le scénario ZÉRO base, en TWh



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

### Tableau 9 : Consommation nationale d'électricité

Evolution de la consommation nationale d'électricité dans les scénarios ZÉRO base variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050» et PPA, en TWh

Scénario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
<b>ZÉRO base</b>	Consommation d'énergie finale	52.4	57.2	57.2	57.9	59.6	61.5	62.9	63.2
	dont véhicules électriques (route)	0.1	0.2	0.8	2.4	5.0	8.1	11.0	13.1
	dont pompes à chaleur (bâtiments)	0.6	2.4	4.2	5.8	6.9	7.8	8.5	9.0
	Autoconsommation transformation de l'énergie	0.0	0.0	0.9	1.8	3.1	5.0	6.5	7.4
	Pertes	3.9	4.3	4.4	4.5	4.7	5.0	5.2	5.3
	Consommation nationale *	56.3	61.5	62.5	64.1	67.4	71.5	74.6	76.0
<b>PPA</b>	Consommation nationale *	56.3	61.5	63.5	64.7	66.3	67.7	68.9	70.5

\* Consommation nationale = consommation finale + pertes + autre consommation du secteur de la transformation (CSC, électrolyse, pompes à chaleur de grande puissance)

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

### Production d'électricité

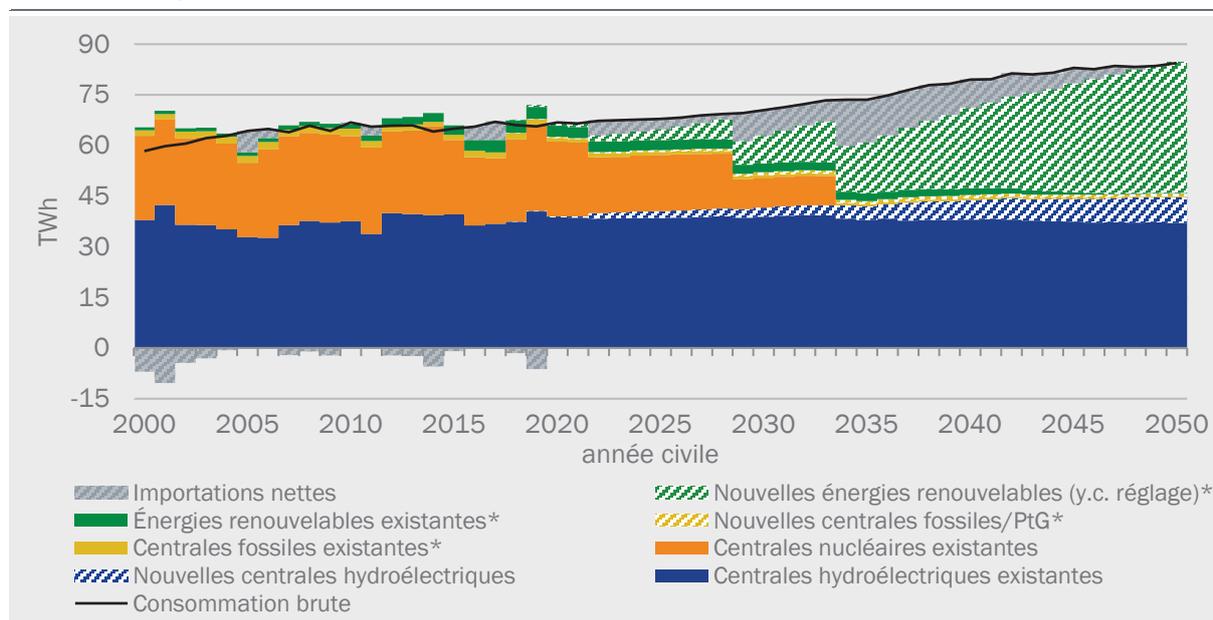
La production électrique de la Suisse provient à long terme presque complètement des centrales hydroélectriques et des énergies renouvelables (y compris la production couplée d'électricité et de chaleur par les installations CCF alimentées à la biomasse). En 2050, selon le scénario ZÉRO base, la part des nouvelles énergies renouvelables dans la production nationale de la Suisse est de 46%, soit une production électrique de 39 TWh. La part des centrales hydroélectriques dans la production nationale est d'environ 53% en 2050 (45 TWh), ce qui représente une progression d'environ 11% par rapport à la production de 2019. D'infimes parts d'agents fossiles subsistent dans la production électrique en raison des composantes fossiles des déchets alimentant les installations de valorisation des déchets.

Temporairement, suite à la mise hors service de la centrale nucléaire de Leibstadt en 2034, un solde importateur d'environ 14 TWh se forme. Dans le scénario ZÉRO base, avec la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», le solde importateur est résorbé en Suisse jusqu'en 2050 grâce aux mesures d'efficacité, au développement des énergies renouvelables et au développement des centrales hydroélectriques. Il en résulte en 2050, dans le bilan annuel de la Suisse, un solde importateur équilibré.

La figure 18 et le tableau 10 présentent l'évolution de la production électrique et de la consommation brute d'électricité en Suisse. La consommation électrique totale est d'environ 84 TWh en 2050. Elle comprend la consommation nationale et la consommation des pompes d'accumulation qu'implique entre autre l'utilisation des centrales de pompage-turbinage.

### Figure 18 : Production électrique par technologies

Évolution de la production d'électricité annuelle par technologies dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh



\* couplées et non couplées

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

### Tableau 10 : Consommation et production d'électricité

Evolution dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique "bilan annuel équilibré 2050", en TWh

Scénario	2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>								
Centrales hydroélectriques	37.9	40.6	40.4	41.7	41.9	43.8	44.2	44.7
Centrales nucléaires	24.9	25.3	16.6	8.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Centrales fossiles *	1.7	1.9	1.5	1.6	1.6	1.4	1.2	1.0
Renouvelables */**	0.8	4.2	6.1	10.9	17.3	25.8	32.9	39.1
Production nationale (brute)	65.3	71.9	64.6	63.0	60.9	71.0	78.4	84.8
Consommation des pompes d'accumulation	-2.0	-4.1	-5.3	-6.3	-6.1	-8.0	-8.3	-8.5
Production nationale (nette)	63.4	67.8	59.4	56.7	54.8	63.0	70.0	76.3
Solde importateur	-7.1	-6.3	3.2	7.5	12.7	8.5	4.5	-0.4
Consommation nationale	56.3	61.5	62.5	64.1	67.4	71.5	74.6	76.0
Consommation totale, y compris le pompage d'accumulation	58.3	65.6	67.8	70.4	73.5	79.5	82.9	84.4

\* couplées et non couplées

\*\* réduction de l'injection déduite

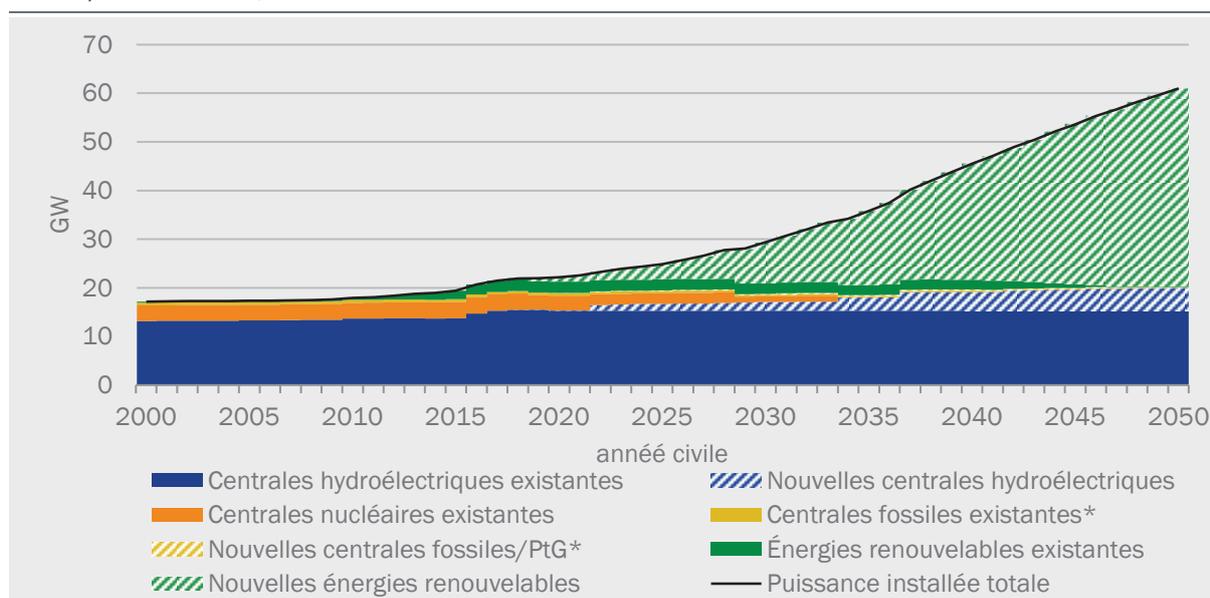
représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Pour parvenir à un bilan annuel équilibré, un vaste développement des énergies renouvelables et des installations hydroélectriques est nécessaire en Suisse. En 2050, la puissance installée des nouvelles énergies renouvelables est d'environ 41 GW. La puissance des installations hydroélectriques atteint près de 20 GW, ce qui représente une augmentation d'un peu moins de 5 GW par rapport à 2019. La figure 19 et le tableau 11 illustrent l'évolution de la puissance installée du parc de centrales électriques de la Suisse.

**Figure 19 : Puissance installée par technologies**

Evolution de la puissance installée par technologies dans le scénario de ZÉRO base, variante stratégique "bilan annuel équilibré en 2050", en GW



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

**Tableau 11 : Puissance installée par technologies**

dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique "bilan annuel équilibré 2050", en GW

Scénario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO base</b>	Centrales hydroélectriques	13.2	15.5	16.7	17.1	18.0	19.3	19.7	20.0
	Centrales nucléaires	3.2	3.0	2.2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0
	Centrales fossiles*	0.6	0.5	0.6	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3
	Renouvelables*	0.2	3.0	5.4	10.5	17.3	25.8	33.6	40.7
	dont photovoltaïque	0.0	2.5	4.8	9.8	16.2	24.1	31.0	37.5
	dont énergie éolienne	0.0	0.1	0.2	0.3	0.6	1.2	1.7	2.2
	dont production couplée	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.6	0.8	1.0
	Puissance installée totale	17.2	22.0	24.9	29.4	35.8	45.5	53.6	61.0
<b>PPA</b>	Puissance installée totale	17.2	22.0	24.5	26.8	26.4	27.4	28.9	30.8

\* couplées et non couplées

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

**i****Durée d'exploitation de l'énergie nucléaire**

Les résultats décrits en l'occurrence s'appliquent à une durée d'exploitation des centrales nucléaires limitée à 50 ans. Dans les Perspectives énergétiques, on a aussi calculé, pour toutes les variantes du scénario ZÉRO et pour le scénario PPA, des variantes prévoyant une durée d'exploitation de l'énergie nucléaire fixée à 60 ans. Cette différence influence surtout le bilan importateur de la Suisse. Si la durée d'exploitation est de 60 ans, la production indigène est plus élevée durant la période d'observation jusqu'à la mise hors service de la dernière centrale nucléaire (la centrale nucléaire de Leibstadt, en 2044) et, de ce fait, les importations d'électricité sont fondamentalement plus basses. En tablant sur une durée d'exploitation de l'énergie nucléaire de 60 ans, le solde importateur en 2044 est d'environ 5 TWh. Une prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires a en outre une incidence sur les prix de l'électricité entre 2034 et 2043, ce qui influence le recours à ces centrales. Toutefois, ces effets sont faibles, car les prix de l'électricité en Suisse sont largement déterminés à l'étranger.

Les variantes prévoyant différentes durées d'exploitation des centrales nucléaires suisses ne se distinguent pas dans la perspective de 2050, soit le délai fixé pour réaliser l'objectif de réduction des gaz à effet de serre.

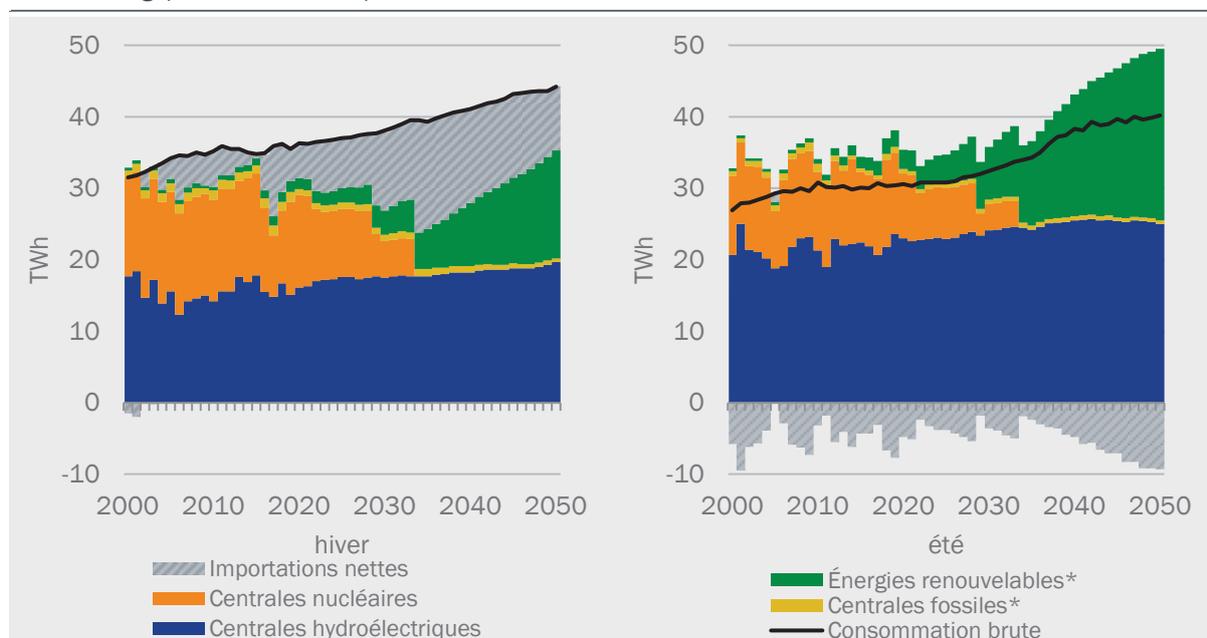
## Bilan hiver / été

En raison de la forte contribution de ses centrales hydroélectriques à sa production électrique, la Suisse présente d'ores et déjà généralement un solde importateur au semestre d'hiver, alors qu'elle est exportatrice nette en été. Cette situation s'accroît par la mise hors service des centrales nucléaires actuelle et les besoins croissants en électricité. À long terme toutefois, le solde importateur du semestre d'hiver baisse grâce au développement des énergies renouvelables (cf. figure 17). Dans ce contexte, il faut noter que le développement des installations photovoltaïques a été réalisé avec une part de production hivernale croissante. L'augmentation proportionnelle de la production photovoltaïque en hiver est rendue possible par une série de mesures (p. ex. inclinaison plus forte des installations sur les toits, proportion plus importante des installations sur les façades). À long terme, la part du photovoltaïque dans la production électrique hivernale est d'environ 32%.

Le développement des énergies renouvelables et la production hydroélectrique supplémentaire entraîne à long terme une augmentation de la production électrique indigène en hiver. Il reste néanmoins un solde importateur d'environ 9 TWh au semestre d'hiver 2050. Les importations d'électricité en hiver sont garanties pour toute la période d'observation: elles proviennent principalement de la production éolienne européenne. Au semestre d'été, la Suisse sera exportatrice nette pendant toute la durée d'observation. Les exportations consisteront surtout en production hydroélectrique flexible durant les périodes où les productions éolienne et photovoltaïque des pays voisins sont faibles.

**Figure 20 : Bilan hiver / été**

Évolution de la production brute d'électricité pendant le semestre d'hiver et d'été dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh



\* couplées et non couplées

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

La figure 20 illustre l'évolution de la production électrique et de la consommation totale d'électricité (pompes d'accumulation incluses) en Suisse aux semestres d'hiver et d'été.

## Énergies renouvelables

Les installations photovoltaïques jouent un rôle important dans le développement des énergies renouvelables: leur taux de croissance annuel est sensible avec environ 1,5 GW sur le long terme (contre env. 0,3 GW actuellement). Par rapport aux autres technologies de production électrique renouvelable, la production photovoltaïque est avantagée par une forte acceptation au sein de la société, de vastes potentiels sur le sol national et un coût de revient encore en baisse. À long terme, eu égard à la diminution du coût des batteries, environ 70% des installations photovoltaïques seront combinées à des accumulateurs. Cette mesure lisse la production électrique des installations photovoltaïques au cours de la journée. Dans la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050» du scénario ZÉRO base, la production électrique d'origine photovoltaïque atteint environ 34 TWh<sup>15</sup> en 2050 (contre 2,2 TWh en 2019).

Le développement des éoliennes survient principalement après 2035 en raison des défis posés par l'acceptation de la société et des retards pris dans l'obtention des permis. Pourtant, sur les sites favorables, les coûts de revient des éoliennes sont bas comparativement aux autres technologies de production électrique renouvelable et, à long terme, ils sont de l'ordre de ceux des installations photovoltaïques. C'est pourquoi un développement notable des éoliennes survient après 2035: elles doivent produire plus de 4 TWh en 2050. À long terme, le parc éolien sera de plus en plus dominé par des installations pour vent faible.

S'agissant des centrales géothermiques, le succès des forages et, par conséquent, la réalisation des projets sont entachés d'incertitudes. Mais dans la perspective de l'efficacité énergétique globale et compte tenu des aspects de sécurité de l'approvisionnement, la production électrique d'origine géothermique comporte des avantages eu égard à la possibilité de découpler les rejets de chaleur pour alimenter les réseaux de chaleur et aux importantes parts de production hivernale. En outre, d'importants potentiels de chaleur justifient en Suisse des projets de géothermie profonde. En raison des incertitudes actuelles, jusqu'en 2035, nous avons seulement tablé sur le développement des projets déjà planifiés. Par la suite, la production électrique montera en puissance pour atteindre environ 2 TWh en 2050.

Les potentiels de la biomasse en vue de son utilisation dans la production de chaleur et d'électricité sont limités en raison de son emploi simultané dans les secteurs de la demande (notamment pour la chaleur de processus dans l'industrie). Ceci explique l'absence de développement supplémentaire des installations CCF alimentées à la biomasse solide. Toutefois, comme le biogaz recèle un potentiel, les installations CCF exploitées au biogaz connaissent un développement. Généralement, les installations CCF décentralisées fonctionnant au biogaz commandées selon la production d'électricité et ne visent pas prioritairement l'extraction de chaleur. En revanche, les installations des réseaux de chaleur à distance alimentées au biogaz remplacent les actuelles centrales à gaz. Elles seront alimentées au biométhane sur le long terme et serviront pour une large part à produire de la chaleur. L'utilisation du biogaz est elle aussi soumise à des restrictions de potentiel (compte tenu de l'utilisation qui en est faite dans les secteurs de la demande). En

<sup>15</sup> La production photovoltaïque d'électricité est présentée en l'occurrence sans déduction des quantités d'électricité exclues de l'injection. Les quantités d'électricité produites non injectées ne sont déduites qu'en établissant le total de la production électrique renouvelable. En pratique, on n'est pas encore au clair quant à la technologie dont les quantités produites doivent être ajustées en cas de «superposition» de la consommation électrique, par exemple en raison d'une pointe de production provenant des installations photovoltaïques. C'est pourquoi nous renonçons en l'occurrence à attribuer l'ajustement de l'injection à une technologie spécifique.

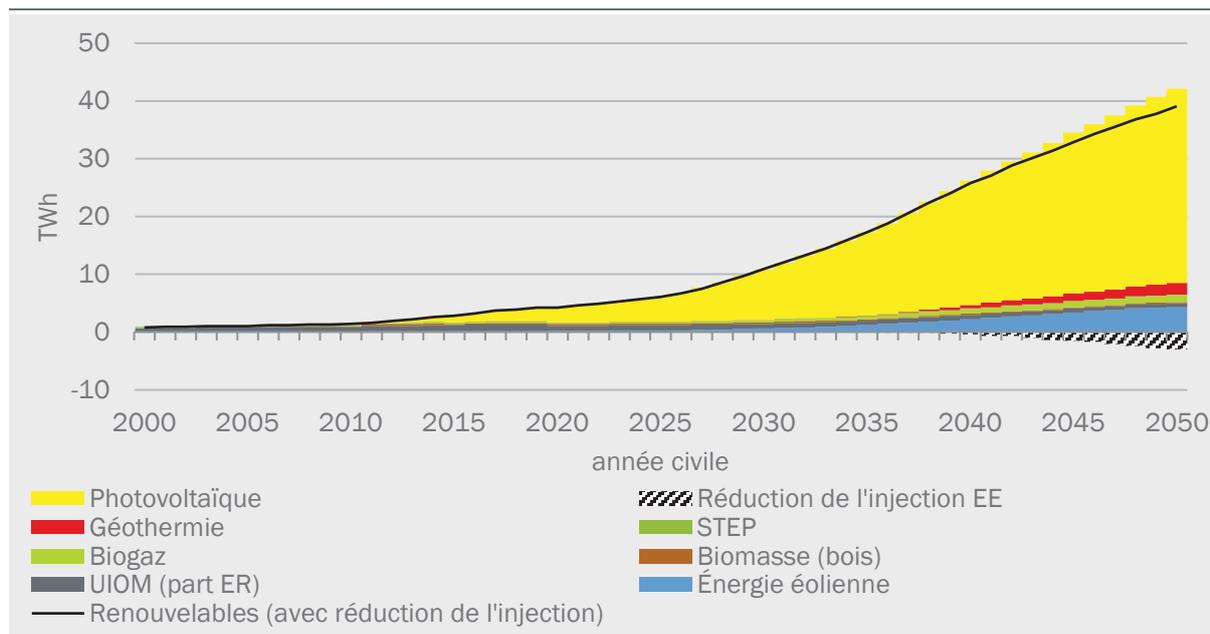
outre, les installations à biogaz ont un coût de revient élevé comparativement aux autres technologies de production d'électricité renouvelable.

L'évolution des capacités et de la production électrique des installations de valorisation des déchets dépend des volumes d'ordures disponibles. Comme ces volumes baissent légèrement, les installations de valorisation des déchets ne connaissent pas de développement supplémentaire. En raison des composantes fossiles des ordures, la production de chaleur et d'électricité issue de leur incinération continuera d'émettre du CO<sub>2</sub> sur le long terme. Dans la perspective de l'objectif zéro émission nette de gaz à effet de serre, il faut capter et stocker ces émissions autant que possible au moyen des technologies de CSC.

Grâce à la part hivernale croissante des installations photovoltaïques et à la grande flexibilité du système électrique de la Suisse, et malgré le vaste développement des énergies renouvelables d'ici à 2050, les quantités d'électricité non injectées correspondent, selon les analyses effectuées, à environ 7% (3 TWh) de la production électrique renouvelable.

**Figure 21 : Production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables**

Évolution de la production d'électricité annuelle à partir d'énergies renouvelables selon les technologies dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Dans le scénario ZÉRO base (variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050»), la production électrique totale atteint environ 17 TWh en 2035. La valeur indicative prévue par la LENE pour le développement des énergies renouvelables, de 11,4 TWh d'ici à 2035, est ainsi atteinte. L'objectif de développement des énergies renouvelables formulé dans le message du Conseil fédéral relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, de 24,2 TWh en 2050, est largement dépassé. Par conséquent, la valeur indicative de la LENE et les objectifs de développement visés par le message du Conseil fédéral ne suffisent pas, du point de vue actuel, à réaliser l'objectif de bilan annuel équilibré en 2050. En 2050, la production d'électricité renouvelable est d'environ 42 TWh (sans déduction des excédents d'électricité non admis à l'injection). Compte

tenu de la déduction impliquée par la régulation à la baisse des quantités excédentaires d'électricité, d'environ 3 TWh, la production électrique renouvelable est d'environ 39 TWh en 2050.

La figure 21 et le tableau 12 présentent l'évolution de la production électrique à partir des nouvelles énergies renouvelables dans le scénario ZÉRO base pour la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050».

**Tableau 12 : Production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables**

Evolution de la production annuelle d'électricité à partir de nouvelles énergies renouvelables par technologie dans le scénario de ZÉRO base, variante stratégique "bilan annuel équilibré 2050", en TWh

Scénario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>	Photovoltaïque	0.0	2.2	4.3	8.7	14.4	21.5	27.8	33.6
	Énergie éolienne	0.0	0.1	0.3	0.6	1.2	2.2	3.4	4.3
	Biomasse (bois)	0.0	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
	Biogaz	0.1	0.2	0.2	0.3	0.5	0.8	1.0	1.2
	STEP	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	UIOM (part ER)	0.7	1.2	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7
	Géothermie	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.6	1.3	2.0
	Réduction de l'injection EE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.4	-1.5	-3.0
	Énergies renouvelables*	0.8	4.2	6.1	10.9	17.3	25.8	32.9	39.1
<b>PPA</b>	Énergies renouvelables*	0.8	4.2	5.9	8.7	9.5	10.3	11.6	13.3

\* réduction de l'injection déduite

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

## Force hydraulique

La progression de la production hydroélectrique à l'horizon 2050 est d'environ 10% par rapport à la production en 2019. Cette évolution est en particulier due à l'ajout de nouvelles centrales hydroélectriques. La production électrique obtenue des centrales de pompage-turbinage augmente surtout grâce à l'ajout de certaines installations. Il en résulte néanmoins aussi une augmentation de la consommation d'électricité pour actionner les pompes d'accumulation de ces ouvrages.

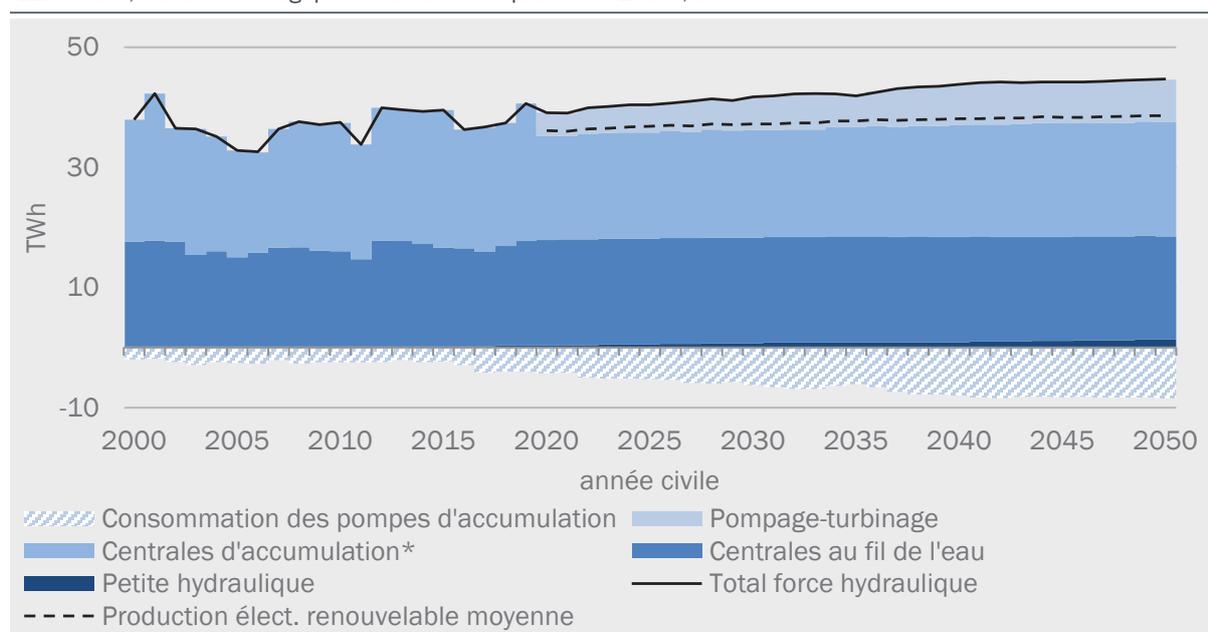
La valeur indicative prévue par la LEné pour le développement de la force hydraulique (production moyenne d'électricité renouvelable), de 37,4 TWh en 2035, est atteinte de justesse, de même que l'objectif de développement de la production hydroélectrique, de 38,6 TWh en 2050, fixé dans le message du Conseil fédéral relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

Les centrales à accumulation et les centrales de pompage-turbinage de la Suisse constituent un élément clé de l'intégration des quantités croissantes d'électricité renouvelable produite. Grâce à leur grande flexibilité, ces installations peuvent réserver leur production d'électricité pour les périodes de faible production renouvelable (et de prix élevés de l'électricité). Outre les capacités

des centrales électriques actuelles, les nouvelles centrales hydroélectriques apportent une contribution supplémentaire à la nécessaire flexibilité du système électrique.

**Figure 22 : Production d'électricité dans les centrales hydroélectriques**

Évolution de la production d'électricité annuelle par les centrales hydroélectriques, par technologie, dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh



\* jusqu'en 2019 y.c. production issue du pompage-turbinage

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

**Tableau 13 : Production d'électricité dans les centrales hydroélectriques**

Évolution de la production d'électricité annuelle par les centrales hydroélectriques dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh

Scénario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>	Petite hydraulique	0.2	0.3	0.5	0.7	0.9	0.9	1.1	1.3
	Centrales d'accumulation*	20.3	22.9	17.7	17.9	18.2	18.6	18.9	19
	Centrales au fil de l'eau	17.4	17.4	17.6	17.6	17.6	17.5	17.3	17.2
	Pompage-turbinage			4.6	5.5	5.3	6.7	6.9	7.1
	Total force hydraulique	37.9	40.6	40.4	41.7	41.9	43.8	44.2	44.7
	Consommation des pompes d'accumulation	-2.0	-4.1	-5.3	-6.3	-6.1	-8.0	-8.3	-8.5
	Info: Production élect. renouvelable moyenne			36.8	37.2	37.7	38.1	38.3	38.6
<b>PPA</b>	Total force hydraulique	37.9	40.6	39.9	40.4	39.6	39.3	39	38.9

\* jusqu'en 2019 y.c. production issue du pompage-turbinage

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

La figure 22 et le tableau 13 illustrent l'évolution de la production d'électricité dans les centrales hydroélectriques et de la consommation électrique des pompes d'accumulation en Suisse.

### **Flexibilité: production et consommation d'électricité**

Outre les mesures d'efficacité énergétique, la flexibilité de la production et de la consommation d'électricité de même que les interactions du système électrique suisse avec ceux des pays étrangers européens sont d'une importance décisive pour le futur approvisionnement de la Suisse en électricité.

D'ores et déjà, les centrales à accumulation et leur capacité de stockage d'environ 9 TWh mettent à disposition une flexibilité pour les compensations saisonnières. Ces centrales électriques sont aussi capables d'adapter leur production à court terme. Selon la taille de leur réservoir, les centrales de pompage-turbinage peuvent différer de plusieurs jours ou de plusieurs semaines le turbinage de l'énergie accumulée dans les lacs supérieurs. En 2050, la puissance installée des centrales à accumulation atteint environ 9 GW. La capacité de turbinage des centrales de pompage-turbinage est à long terme d'environ 6 GW. Une grande part de cette puissance flexible existe d'ores et déjà.

Compte tenu en outre des installations CCF alimentées à la biomasse, la Suisse disposera en 2050 une capacité de production flexible d'environ 16 GW. Pour comparaison, la charge de point inflexible de la consommation électrique sera d'environ 11 GW en 2050. Grâce à ces excédents de puissance, la Suisse ne doit fondamentalement pas, contrairement à ses pays voisins, prévoir la construction de centrales d'appoint supplémentaires pour assurer la couverture de la charge de pointe.

La flexibilisation de la consommation électrique, outre la production flexible d'électricité, joue un rôle essentiel dans l'intégration du système électrique de la Suisse. À l'avenir, grâce aux capacités des accumulateurs des véhicules électriques, la consommation d'électricité pourra être différée de plusieurs jours. Cet ajournement de la consommation électrique est possible sans restreindre les cycles de conduite des voitures. D'ici à 2050, on suppose que la moitié des processus de charge pourront se dérouler de manière flexible. Les pompes à chaleur peuvent différer leur consommation électrique de quelques heures au semestre d'hiver grâce à la capacité de stockage thermique des bâtiments et des réservoirs tampons. De plus, la production indigène d'hydrogène peut se dérouler de manière flexible. Les accumulateurs décentralisés, qui permettent le stockage dans les bâtiments, assurent de surcroît le lissage du profil de production des installations photovoltaïques. D'autres applications (p. ex. climatisation, chaleur de processus et grandes pompes à chaleur) recèlent un potentiel de flexibilité supplémentaire qui n'a pas fait l'objet des analyses effectuées en l'occurrence.

En outre, les interactions avec les autres pays européens sont, aujourd'hui comme elles le seront à l'avenir, décisives pour le système électrique de la Suisse. Elles complètent la production indigène d'électricité. Si, à long terme, une forte proportion de la production électrique de la Suisse sera d'origine photovoltaïque, les parts de l'énergie éolienne à la production électrique sont nettement plus élevées dans d'autres pays européens. La Suisse dispose donc, au semestre d'hiver en particulier, de possibilités d'importation d'électricité éolienne. En contrepartie, la flexibilité qu'apportent les centrales hydroélectriques n'est pas réservée à la Suisse, les pays étrangers peuvent aussi en bénéficier. Il en va de même des capacités flexibles des centrales électriques étrangères envers la Suisse. La condition préalable à ces interactions avec l'étranger est que la Suisse demeure bien intégrée en Europe et que les capacités transfrontalières du réseau soient développées conformément aux plans actuels (cf. chapitre 2).

Les effets décrits du système électrique sont précisés comme suit pour l'année 2050 à l'aide des résultats de la modélisation appliquée à deux situations typiques de la demande et de la production dans le scénario ZÉRO base (variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050»):

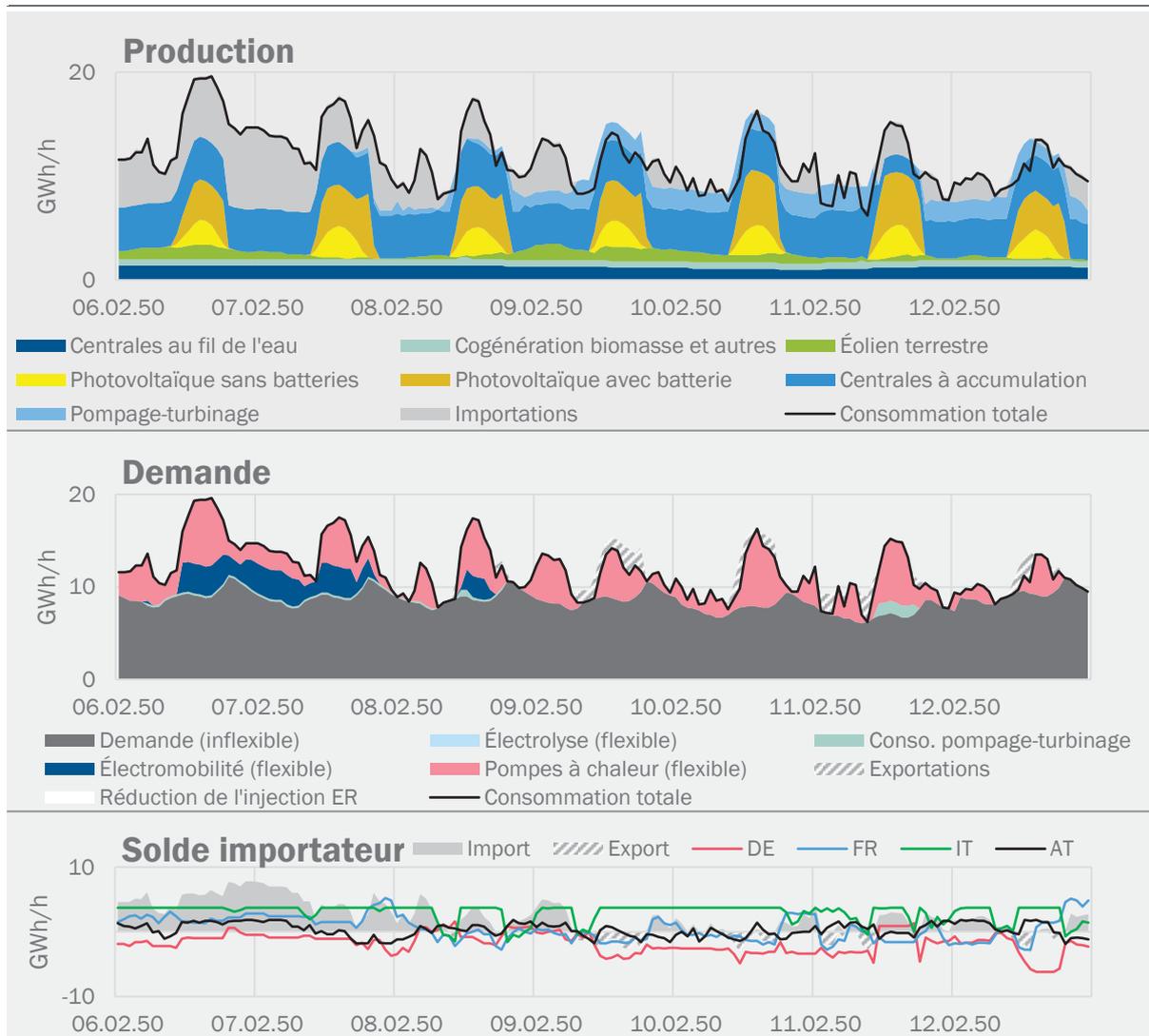
- Au **semestre d'hiver**, pendant les périodes de faible production électrique d'origine photovoltaïque (et lorsque les prix de l'électricité sont élevés), les centrales hydroélectriques flexibles, les installations CCF et les importations d'électricité peuvent compenser les lacunes de la production indigène. Les consommateurs d'électricité flexibles tels que les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les centrales de pompage-turbinage décalent leurs demandes vers des périodes durant lesquelles l'offre des énergies renouvelables est élevée (lorsque les prix de l'électricité sont relativement bas).
- La figure 23 illustre ces effets pendant une semaine de l'hiver 2050 dans le scénario ZÉRO base. Les consommateurs flexibles ont différé leurs besoins d'électricité autant que possible au début de la période (lorsque la production éolienne à l'étranger est élevée). La sollicitation des centrales à accumulation est continuellement élevée et elle augmente encore vers la fin de la période en raison de l'offre faible des énergies renouvelables. En début de période surtout, les importations d'électricité (provenant principalement d'éoliennes et de centrales électriques flexibles étrangères) complètent la production indigène de sorte que les besoins en électricité soient couverts à toute heure.

Au **semestre d'été**, une large part de la production renouvelable suisse peut être intégrée. Cette situation s'explique fondamentalement par la flexibilité de la consommation électrique des voitures électriques, des pompes à chaleur et des centrales de pompage-turbinage de même que par la flexibilité de la production hydroélectrique. Les centrales à accumulation et les centrales de pompage-turbinage repoussent leur production vers les périodes de faible production photovoltaïque (lorsque les prix de l'électricité sont par conséquent élevés).

La figure 24 illustre ces effets pour une semaine de l'été 2050 dans le scénario ZÉRO base. De larges parts des pointes de production photovoltaïque peuvent être intégrées. Les centrales hydroélectriques, qui produisent surtout pendant les heures où la production photovoltaïque est faible, mettent leur production flexible à la disposition de la Suisse et de l'étranger. Il en résulte une importante activité exportatrice d'électricité durant la nuit ainsi qu'en début et en fin de journée.

**Figure 23 : Production électrique horaire (semestre d'hiver)**

Production et consommation horaire d'électricité en Suisse pour une semaine d'hiver sélectionnée dans le scénario Base ZÉRO, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en GWh/h

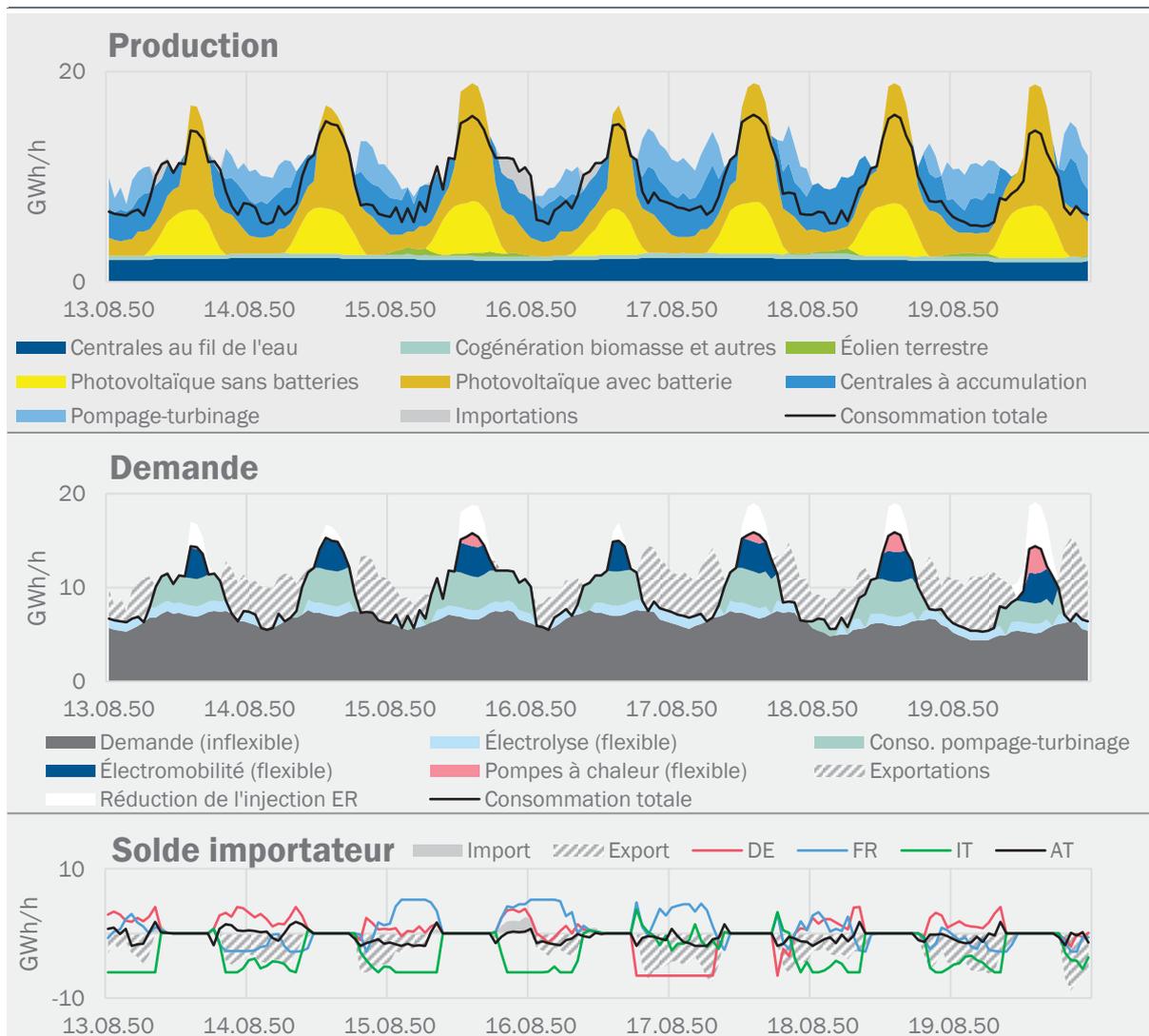


représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

**Figure 24 : Production électrique horaire (semestre d'été)**

Production et consommation horaire d'électricité en Suisse pour une semaine d'été sélectionnée dans le scénario Base ZÉRO, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en GWh/h



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

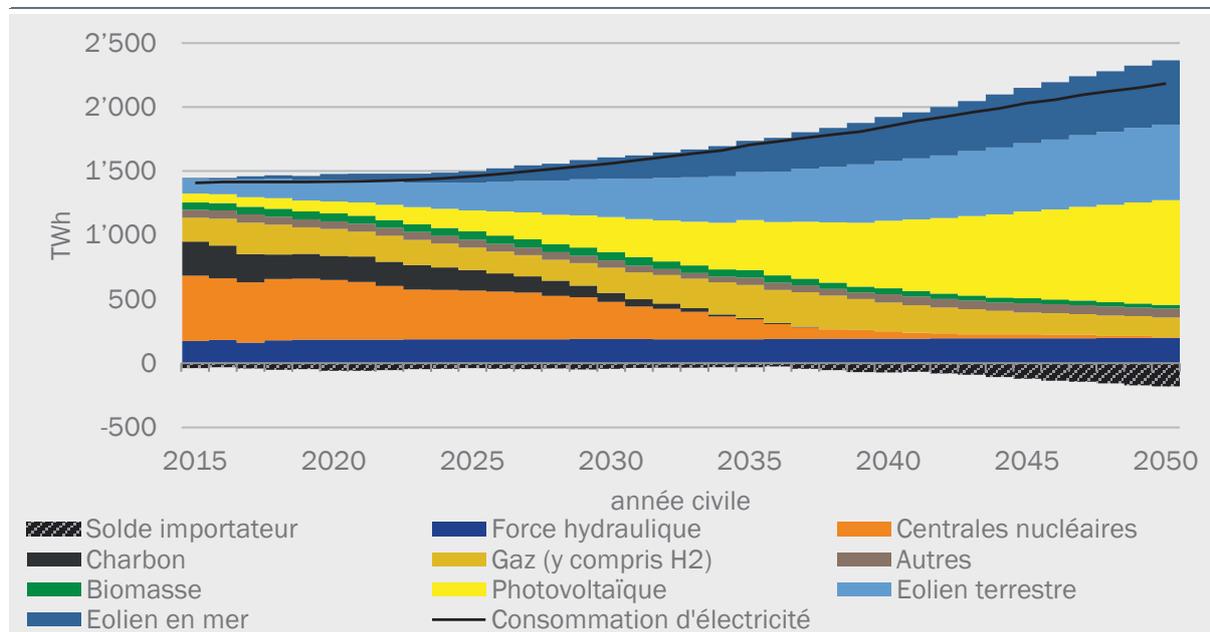
## Étranger

Le système électrique de la Suisse est fortement interconnecté avec le système électrique européen. Cette situation se traduit par les capacités transfrontalières du réseau (capacités de transfert nettes ou NTC pour «Net Transfer Capacity»), qui sont actuellement d'environ 10 GW (exportation) et d'environ 7 GW (importation) et par les importants flux d'importation et d'exportation d'électricité de la Suisse. En raison de sa position centrale en Europe, la Suisse assume une importante fonction de plaque tournante dans le système électrique européen.

Nous avons supposé une décarbonisation du système énergétique et de la production électrique des pays étrangers européens correspondant aux hypothèses du scénario ZÉRO base pour la Suisse (cf. point 2.5).

### Figure 25 : Production électrique à l'étranger

Evolution de la production d'électricité dans les pays voisins de la Suisse dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique "bilan annuel équilibré en 2050", en TWh



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Dans le scénario ZÉRO, la consommation électrique dans les pays voisins de la Suisse augmente d'environ 50% entre 2019 et 2050 en raison de la consommation supplémentaire des véhicules électriques, des pompes à chaleur dans les bâtiments, de l'électrification du secteur industriel et de la production d'agents énergétiques basés sur l'électricité. La progression de la consommation électrique est plus forte qu'en Suisse notamment à cause de l'électrification accrue du secteur industriel.

Simultanément, on assiste dans les pays étrangers européens à une sensible augmentation de la production électrique renouvelable. Cette évolution conduit à une décarbonisation complète de la production d'électricité en 2050. Dans ces pays, la production électrique renouvelable est davantage basée sur la production éolienne qu'en Suisse: dans les pays voisins de la Suisse, la part de l'énergie éolienne dans la production électrique (en mer et sur terre) atteint presque 50% à long terme. En Suisse, compte tenu des surfaces limitées qui se prêtent à l'énergie éolienne et vu la meilleure acceptation du photovoltaïque au sein de la société, les taux de développement des installations photovoltaïques sont plus élevés à long terme que ceux des éoliennes. La contribution du photovoltaïque à la production électrique des pays voisins de la Suisse est d'environ 40% en 2050.

La production électrique des centrales à charbon diminue jusqu'au milieu des années 2030 pour atteindre environ zéro. En outre, dans les pays voisins de la Suisse, la production électrique provenant des centrales nucléaires baisse nettement. Tel est aussi le cas de la production électrique des centrales à gaz, qui diminue sensiblement avec la baisse de leur nombre d'heures de pleine charge. Dans ces mêmes pays voisins toutefois, la construction de centrales électriques de secours (principalement à gaz) est nécessaire afin de garantir une puissance sûre suffisante pour couvrir la charge de pointe (inflexible) de ces pays. Ces centrales électriques seront alimentées

jusqu'en 2050 par des agents énergétiques basés sur l'électricité, par exemple l'hydrogène ou le biogaz.

La figure 25 présente l'évolution de la production et de la consommation d'électricité dans les pays voisins de la Suisse selon le scénario ZÉRO base.

#### 4.1.3 Comparaison des scénarios et des variantes de l'offre d'électricité

##### **Système électrique**

En raison notamment de la disparité des évolutions de la consommation électrique dans les secteurs de la demande (cf. chapitre 3), l'évolution de la production électrique de la Suisse n'est pas la même dans les variantes A, B et C du scénario ZÉRO. Le développement des énergies renouvelables dans les variantes A, B et C diffère de celui de la variante de base par l'objectif d'un solde importateur équilibré en 2050 dans la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050». Nous résumons ci-après succinctement l'évolution de la variante de base et la comparons aux grandes lignes des variantes A, B et C.

- **ZÉRO base:** l'électrification des secteurs de la demande implique un fort développement des énergies renouvelables. Ce développement repose principalement sur les installations photovoltaïques, que complètent les éoliennes, les installations à biogaz et les centrales géothermiques. Outre le développement des centrales de pompage-turbinage, le développement des centrales hydroélectriques bénéficie de conditions-cadres optimisées. La flexibilité de la consommation électrique augmente continuellement. Vu la grande flexibilité de la production électrique suisse, la construction de centrales de secours n'est pas nécessaire.
- **ZÉRO A:** l'électrification étendue requiert un développement encore plus important des énergies renouvelables. Eu égard aux potentiels disponibles (les heures de pleine charge allant toutefois décroissant), ce développement supplémentaire repose sur les installations photovoltaïques. La production électrique d'origine photovoltaïque est par conséquent plus importante que dans le scénario ZÉRO base. Les hypothèses relatives à la flexibilité de la consommation électrique et au développement de la force hydraulique correspondent au scénario ZÉRO base.
- **ZÉRO B:** l'électrification étant moins étendue, un moindre développement des énergies renouvelables suffit. Le développement des installations photovoltaïques et des éoliennes est moins important que dans le scénario ZÉRO base. En ce qui concerne la flexibilité de la consommation d'électricité, on suppose une part un peu plus faible de consommateurs flexibles (pour les véhicules électriques). Le développement des centrales hydroélectriques correspond au scénario ZÉRO base. De plus, dans la variante B, on construit sur le sol national, de manière décentralisée, des installations CCF et des turbines à gaz alimentées à l'hydrogène. Des turbines à gaz seront installées entre 2030 et 2040 à concurrence d'environ 2,5 GW, principalement pour couvrir la charge de pointe supplémentaire.
- **ZÉRO C:** comme l'électrification est plus faible que dans le scénario ZÉRO base, un développement légèrement inférieur des énergies renouvelables suffit. C'est pourquoi la production électrique d'origine photovoltaïque est un peu plus basse que dans le scénario ZÉRO base. Les hypothèses relatives à la flexibilité de la consommation électrique correspondent à celles de la variante B, les autres hypothèses étant les mêmes que dans le scénario ZÉRO base.

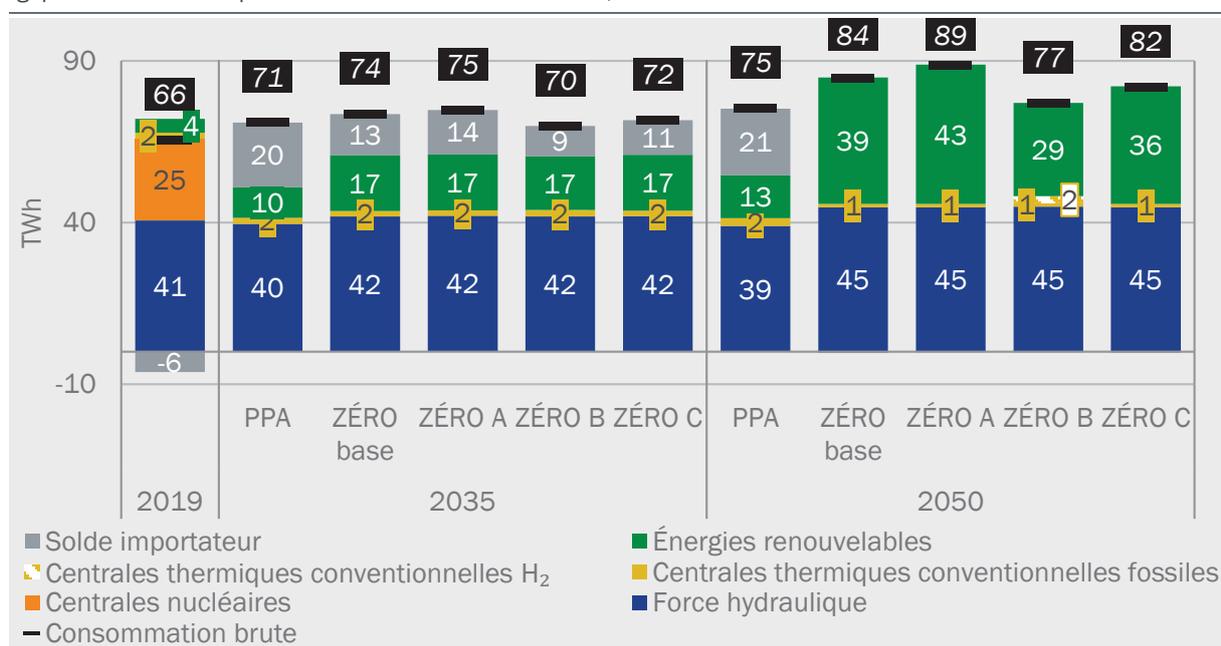
Face à ces variantes, le scénario PPA prévoit les conditions-cadres actuelles pour le développement des énergies renouvelables et des centrales hydroélectriques. Les instruments de politique énergétique et climatique existants (état fin 2018) sont maintenus et reconduits. Autrement dit,

le développement des énergies renouvelables intervient si, du point de vue des consommateurs finaux ou des investisseurs, il se justifie économiquement compte tenu des conditions-cadres supposées et des conditions promotionnelles. Le développement des nouvelles énergies renouvelables (et des centrales hydroélectriques) est plus faible dans de telles conditions-cadres que dans les variantes du scénario ZÉRO. De plus, le scénario PPA table sur une moindre flexibilité de la consommation électrique.

La figure 26 offre, pour les années de référence 2019, 2035 et 2050, une comparaison entre la structure de production du scénario ZÉRO base, avec ses variantes A, B et C, et le scénario PPA.

**Figure 26 : Structure de la production électrique (comparaison des scénarios)**

Évolution de la structure de production d'électricité, comparaison des variantes du scénario ZÉRO, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050» et du scénario PPA, en TWh



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

La production électrique renouvelable visant à atteindre un bilan annuel équilibré en 2050, dans les variantes du scénario ZÉRO, se situe entre 29 TWh dans la variante B et 43 TWh dans la variante A. Ce développement des énergies renouvelables permet de couvrir les besoins en électricité de la Suisse au niveau du bilan annuel, avec la production indigène, dans toutes les variantes du scénario ZÉRO. Tandis que le solde importateur d'électricité augmente jusqu'en 2050 à plus de 20 TWh dans le scénario PPA, le solde importateur en 2050 est équilibré dans toutes les variantes du scénario ZÉRO. Un solde importateur compris entre 9 et 14 TWh apparaît toutefois dans les variantes du scénario ZÉRO base après la sortie du nucléaire en 2035.

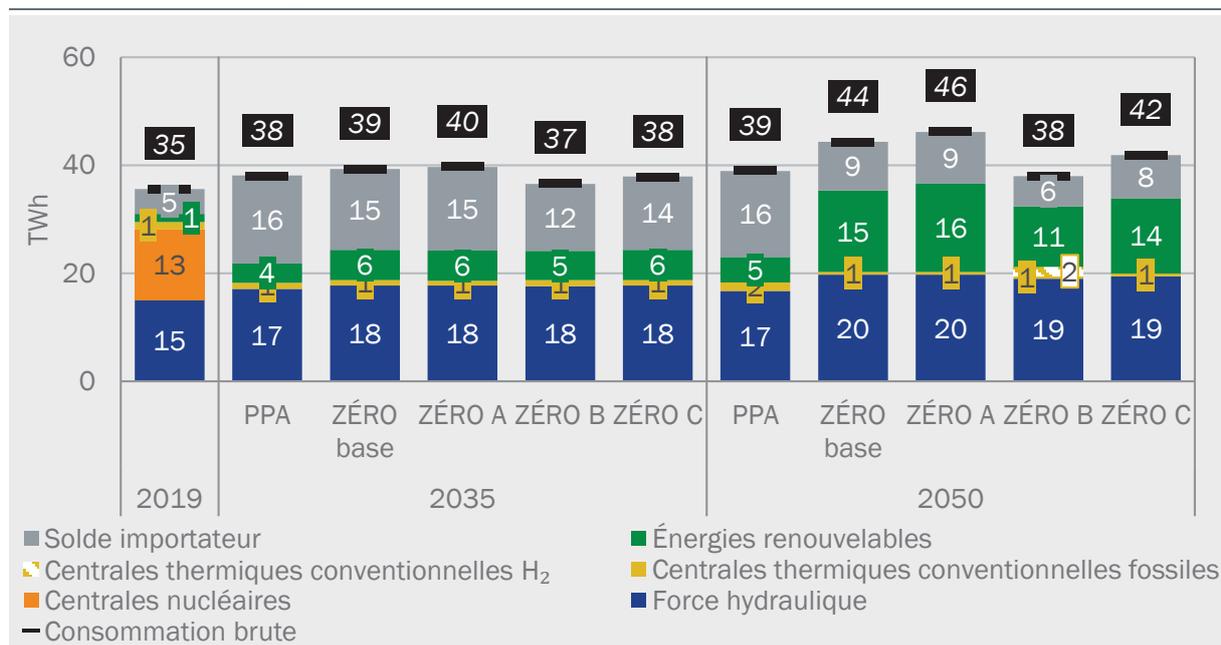
Le développement de centrales électriques alimentées à l'hydrogène, dans les installations CCF axées sur la production de chaleur et les centrales à gaz, fournit dans la variante B une certaine contribution à la réalisation d'un bilan annuel équilibré d'ici à 2050. Comme les turbines à gaz

sont utilisées sur le marché de l'électricité principalement pour couvrir la charge de pointe pendant quelques heures, la contribution des installations alimentées à l'hydrogène, d'environ 2 TWh en 2050, est assez faible.

La figure 27 présente la structure de la production au semestre d'hiver dans le scénario ZÉRO base en regard des variantes A, B et C ainsi que du scénario PPA.

**Figure 27 : Structure de la production électrique au semestre d'hiver (comparaison des scénarios)**

Évolution de la structure de production d'électricité pendant le semestre d'hiver, comparaison des variantes du scénario ZÉRO, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050» et du scénario PPA, en TWh



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Contrairement au bilan annuel, toutes les variantes du scénario ZÉRO débouchent pour le semestre d'hiver sur un solde importateur positif. Cependant, grâce aux mesures d'efficacité et au développement des énergies renouvelables et des centrales hydroélectriques, ce solde importateur est nettement inférieur à celui du scénario PPA. La couverture des besoins en électricité de la Suisse est aussi garantie à toute heure au semestre d'hiver dans toutes les variantes du scénario ZÉRO. La marge de fluctuation du bilan importateur au semestre d'hiver entre les variantes du scénario ZÉRO est d'environ 4 TWh en 2050. Grâce aux parts croissantes des éoliennes, de la biomasse, de la géothermie et de la contribution hivernale du photovoltaïque dans toutes les variantes, les énergies renouvelables fournissent une contribution de plus en plus importante à la production électrique au semestre d'hiver. Dans la variante B, les installations CCF alimentées à l'hydrogène sont principalement utilisées au semestre d'hiver.

Nous procédons ci-après, pour certains résultats importants du système électrique, à une comparaison de l'évolution dans les différentes variantes du scénario ZÉRO.

## **Production électrique issue des nouvelles énergies renouvelables et de la force hydraulique**

Outre le développement qui découle de la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050» pour atteindre un solde importateur équilibré en 2050, le développement des énergies renouvelables fait encore l'objet de variations: dans la variante stratégique «conditions-cadres actuelles» la voie de développement pour les énergies renouvelables résultent de la viabilité économique en tenant compte des mesures de soutien actuelles ; dans la variante « objectifs de développement » la voie de développement résulte des objectifs de développement actuels pour les énergies renouvelables.

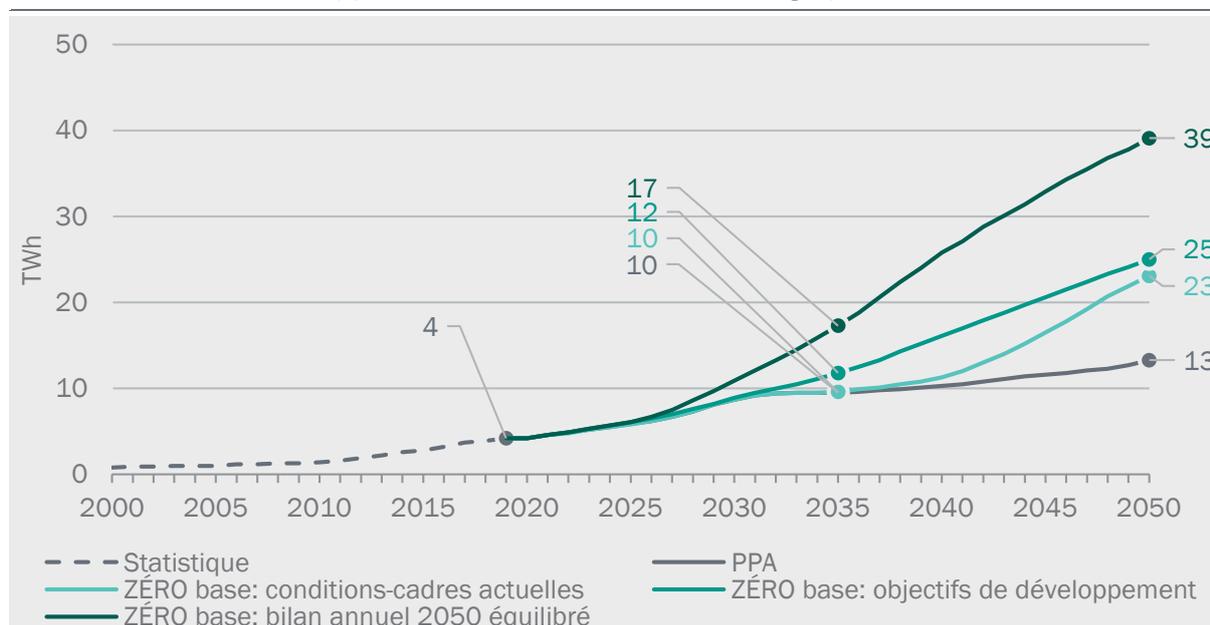
La figure 28 présente une comparaison de la production électrique renouvelable selon les diverses variantes stratégiques du scénario ZÉRO base. Dans la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», la valeur indicative concernant le développement des énergies renouvelables jusqu'en 2035 et les objectifs de développement visés par le message du Conseil fédéral relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 sont nettement dépassés. La production d'électricité renouvelable est d'environ 39 TWh en 2050 (déduction faite des quantités d'électricité non injectées).

En revanche, le développement des énergies renouvelables de la variante stratégique «conditions-cadres actuelles», qui dépendra en particulier de la viabilité économique à l'échéance des mesures d'encouragement, ne suffira pas à atteindre le bilan annuel équilibré en 2050. Dans cette variante, la production électrique renouvelable est de 23 TWh en 2050. Le développement annuel, dans la variante stratégique «conditions-cadres actuelles», est faible en particulier au cours des années 2030 à 2040, une fois échues les mesures de soutien actuelles. Les taux de développement annuels ne croissent sensiblement qu'au-delà de 2040, grâce au faibles coûts d'investissement pour les modules photovoltaïques et les batteries, en ce qui concerne notamment les installations photovoltaïques, et à la hausse simultanée des prix de l'électricité à la consommation finale.

Dans la variante stratégique «valeurs indicatives/objectifs de développement», les valeurs indicatives prévues par la LEn ou les objectifs de développement visés dans le message du Conseil fédéral sont atteints. Dans cette variante stratégique toutefois, le développement des énergies renouvelables est nettement inférieur à celui de la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050».

**Figure 28 : Production électrique renouvelable (comparaison des variantes stratégiques)**

Comparaison de l'évolution de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables entre les variantes du scénario ZÉRO et du scénario PPA (après déduction des volumes d'électricité réglés), en TWh



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

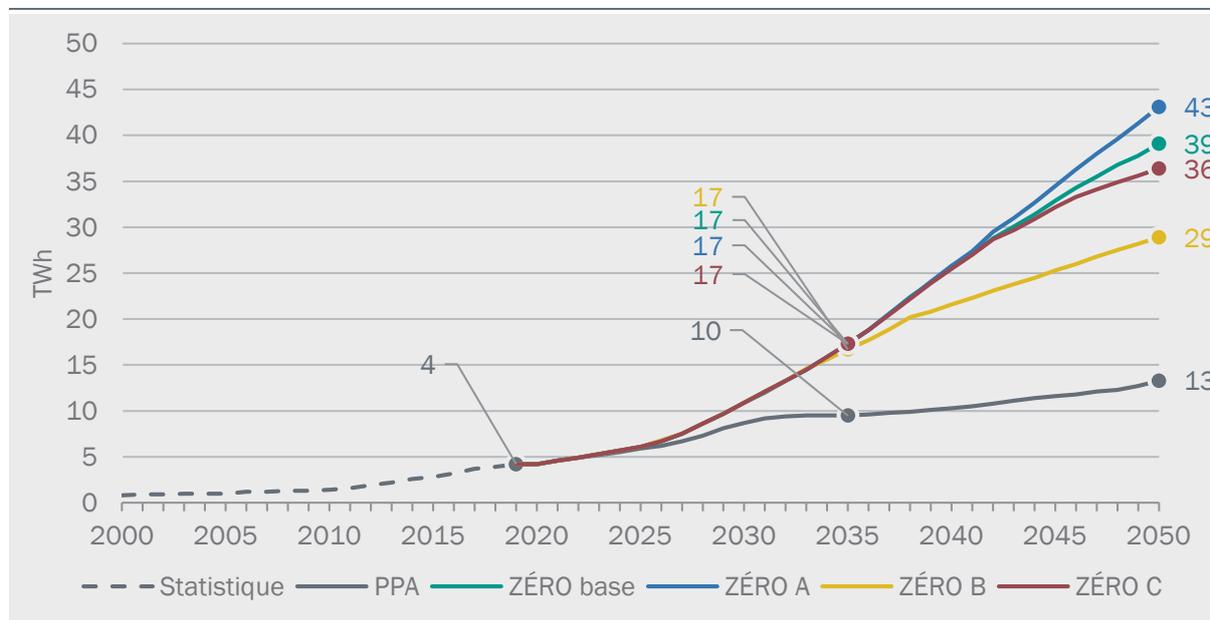
La figure 29 présente le développement des énergies renouvelables dans la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050» du scénario ZÉRO pour la variante de base et les variantes A, B et C ainsi que dans le scénario PPA.

Dans toutes les variantes du scénario ZÉRO, le développement des énergies renouvelables doit être nettement plus élevé que dans le scénario PPA pour qu'un bilan annuel équilibré soit atteint en 2050. Le développement nécessaire des énergies renouvelables est le plus bas dans la variante B en raison de l'électrification plus faible et du plus fort développement de la production électrique issue d'agents énergétiques basés sur l'électricité.

Les quantités d'électricité excédentaires non injectées sont déjà déduites de ces chiffres. Les quantités d'électricité non admises à l'injection augmentent nettement dans les variantes A et C de même que dans le scénario ZÉRO base, en particulier à partir de 2035, en raison des taux de développement annuels croissants. Globalement, en 2050, les quantités d'électricité non admises à l'injection sont d'environ 4 TWh dans la variante A (soit un peu moins de 10% de la production électrique renouvelable), contre un peu moins de 3 TWh dans la version de base. La flexibilité de la production électrique et, à moyen et long termes, la flexibilité de la consommation d'électricité contribueront de manière essentielle à largement intégrer la production électrique croissante issues des énergies renouvelables.

### Figure 29 : Production électrique renouvelable (comparaison des scénarios et des variantes)

Comparaison de l'évolution de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables entre les variantes du scénario ZÉRO variante stratégique "bilan annuel équilibré et 2050" et du scénario PPA (après déduction des volumes d'électricité réglés), en TWh



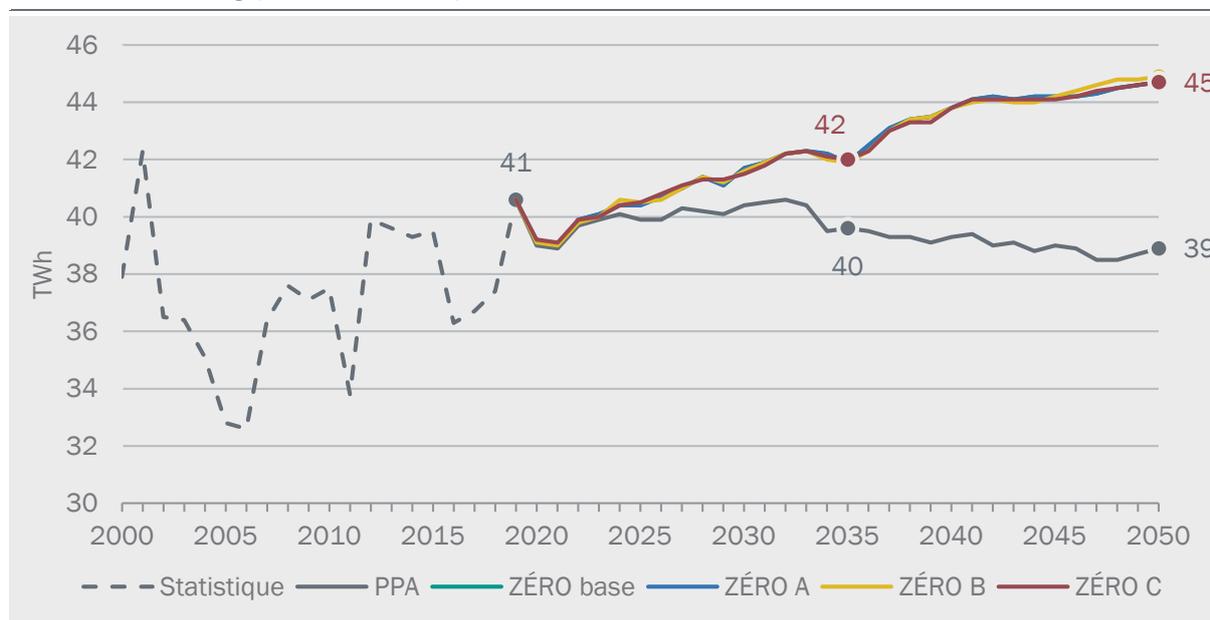
représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Dans le scénario ZÉRO, sous des conditions-cadres optimisées grâce au développement plus important de la petite hydraulique, des centrales électriques au fil de l'eau, des centrales à accumulation et des centrales de pompage-turbinage, la production hydroélectrique est supérieure à celle du scénario PPA. Alors que la production hydroélectrique est d'environ 45 TWh en 2050 dans le scénario ZÉRO base (variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050»), elle est d'environ 39 TWh la même année dans le scénario PPA. Le développement des centrales hydroélectriques est le même dans les différentes variantes du scénario ZÉRO. Mais on relève des valeurs de production hydroélectrique légèrement différentes en raison des stratégies d'offre individuelles des centrales hydroélectriques et de la disparité des structures de prix de l'électricité. Le développement plus important et la progression du nombre d'heures de pleine charge pour les centrales de pompage-turbinage dans les variantes du scénario ZÉRO entraîne aussi une augmentation de la consommation électrique des pompes d'accumulation.

**Figure 30 : Production hydroélectrique (comparaison des scénarios et des variantes)**

Évolution de la production d'électricité par les centrales hydroélectriques, comparaison des variantes du scénario ZÉRO, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050» et PPA, en TWh



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

## Importations d'électricité

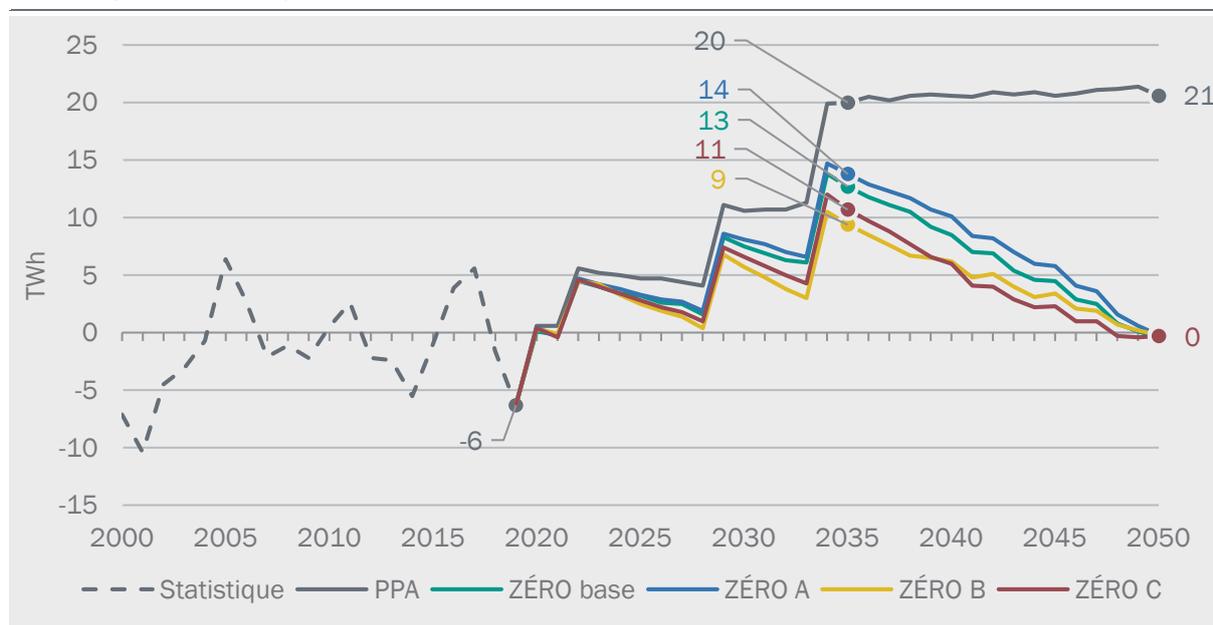
Dans la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», le développement des énergies renouvelables vise à compenser le bilan annuel du solde importateur d'électricité en 2050. Cependant, le solde importateur diffère légèrement au fil du temps d'une variante à l'autre, notamment parce que les besoins en électricité sont différents en raison des résultats des secteurs de la demande et que le développement des énergies renouvelables ne se distingue sensiblement qu'à partir de 2035. Dans toutes les variantes du scénario ZÉRO, le solde importateur annuel d'électricité dépasse temporairement 10 TWh (après la mise hors service de la centrale nucléaire de Leibstadt). La marge de fluctuation va de 11 TWh (variante B en 2034) à 15 TWh (variante A en 2034).

Comparativement, le solde importateur du scénario PPA reste à un niveau nettement supérieur, également à long terme, et il augmente même légèrement jusqu'en 2050 en raison de la moindre efficacité et du plus faible développement des énergies renouvelables après la mise hors service de la centrale nucléaire de Leibstadt. En 2050, le solde importateur du scénario PPA est d'environ 21 TWh.

La figure 31 illustre l'évolution du solde importateur des scénarios en les comparant.

**Figure 31 : Solde importateur (comparaison des scénarios)**

Évolution du solde importateur annuel en comparaison des variantes du scénario ZÉRO (variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050») et du scénario PPA, en TWh



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

## 4.2 Production de chaleur à distance

### 4.2.1 ZÉRO base

En vue de réduire les émissions de gaz à effet de serre à zéro émission nette d'ici à 2050, il faut nettement diminuer ou capter et stocker les émissions de CO<sub>2</sub> générées par la production de chaleur à distance. Simultanément, la mise à disposition de chaleur à distance constitue une option essentielle pour produire de la chaleur ambiante et de l'eau chaude sans émission de CO<sub>2</sub>, puisque la Suisse dispose en principe de vastes potentiels de sources de chaleur (renouvelables) permettant de générer de la chaleur à distance.

Afin d'assurer la production de chaleur à distance exempte d'émission de CO<sub>2</sub> dans les installations existantes, le gaz naturel sera remplacé au cours du temps par du biogaz (biométhane). Lorsqu'elles sont axées sur la production de chaleur, ces installations couvrent en particulier la charge de pointe dans le réseau de chaleur à distance. Elles apportent donc de la flexibilité dans la fourniture de chaleur. Eu égard aux coûts élevés, même à long terme, on renonce dans le scénario ZÉRO base à utiliser des agents énergétiques basés sur l'électricité (p. ex. l'hydrogène).

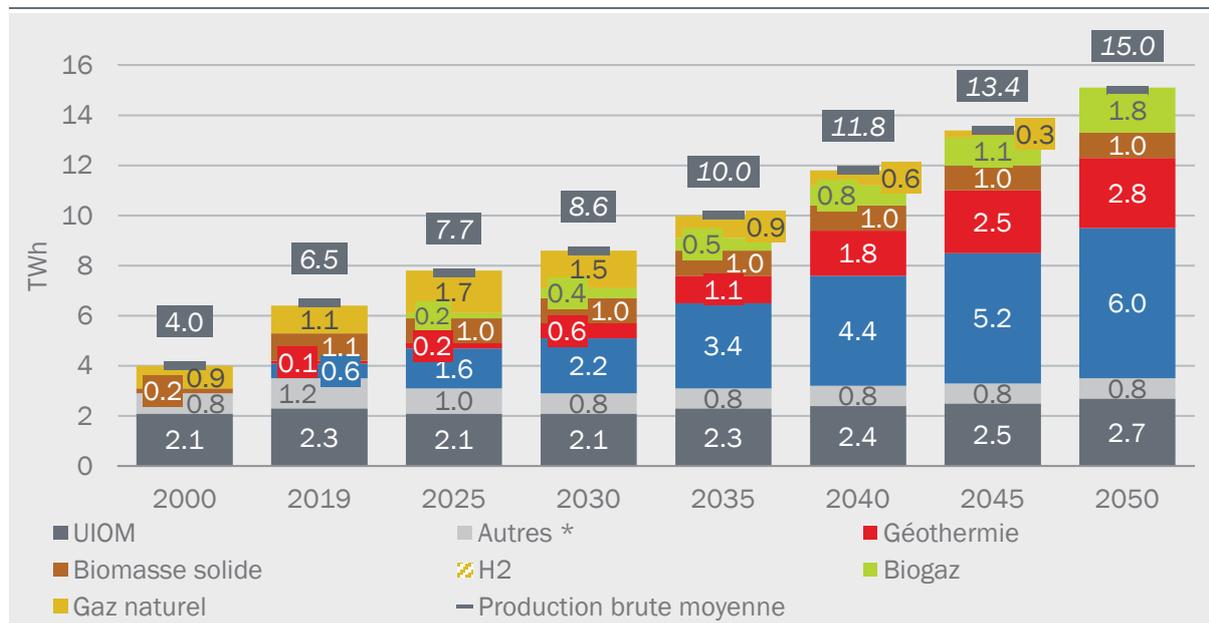
En outre, les potentiels que recèlent les rejets de chaleur des installations de valorisation des déchets seront exploités davantage. La production de chaleur à distance dans les installations de valorisation des déchets génère des émissions de CO<sub>2</sub> en raison des composantes fossiles des ordures incinérées. C'est pourquoi, en raison du niveau de température nécessaire supérieur à 100 °C, les rejets de chaleur de la production électrique des installations de valorisation des déchets sont principalement utilisés en interne dans le processus de CCS de ces installations.

Les rejets de chaleur issus des nouvelles centrales géothermiques sont utilisés à hauteur d'environ 1,5 TWh dans le scénario ZÉRO base. Seule une partie du potentiel de la chaleur résiduelle disponible est donc exploitée, car on ne sait pas encore au juste où les centrales seront érigées et si les sites retenus se trouveront à proximité suffisante des réseaux de chaleur. En outre, des installations de géothermie sont uniquement réalisées pour produire de la chaleur (env. 2 TWh), dont une partie est portée, au moyen de pompes à chaleur, à un niveau de température supérieur. En Suisse, on trouve en outre de vastes potentiels de sources de chaleur susceptibles d'être exploitées par des pompes à chaleur pour assurer l'approvisionnement en chaleur. En font notamment partie les lacs, les rivières et en particulier les eaux usées des stations d'épuration des eaux usées, que leur niveau de température élevé rend particulièrement intéressantes en vue de l'approvisionnement en chaleur. De grandes pompes à chaleur sont nécessaires pour ces sources de chaleur, afin que le niveau de température requis pour l'approvisionnement en chaleur à distance soit atteint. La consommation électrique qu'elles impliquent est prise en compte dans la modélisation du système électrique (cf. point 4.1). À long terme, les grandes pompes à chaleur généreront environ 6 TWh de chaleur dans le scénario ZÉRO base.

La figure 32 illustre l'évolution de la production de chaleur à distance dans le scénario ZÉRO base.

**Figure 32 : Chaleur à distance**

Évolution de la consommation (y compris la chaleur industrielle pour le CSC) et de la production de chauffage à distance dans le scénario de ZÉRO base, en TWh



\* Énergie nucléaire, chaleur résiduelle, autres énergies renouvelables

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

#### 4.2.2 Comparaison des scénarios et des variantes

Par rapport au scénario PPA, toutes les variantes du scénario ZÉRO se caractérisent par une croissance de la consommation de chaleur à distance et par une progression des technologies

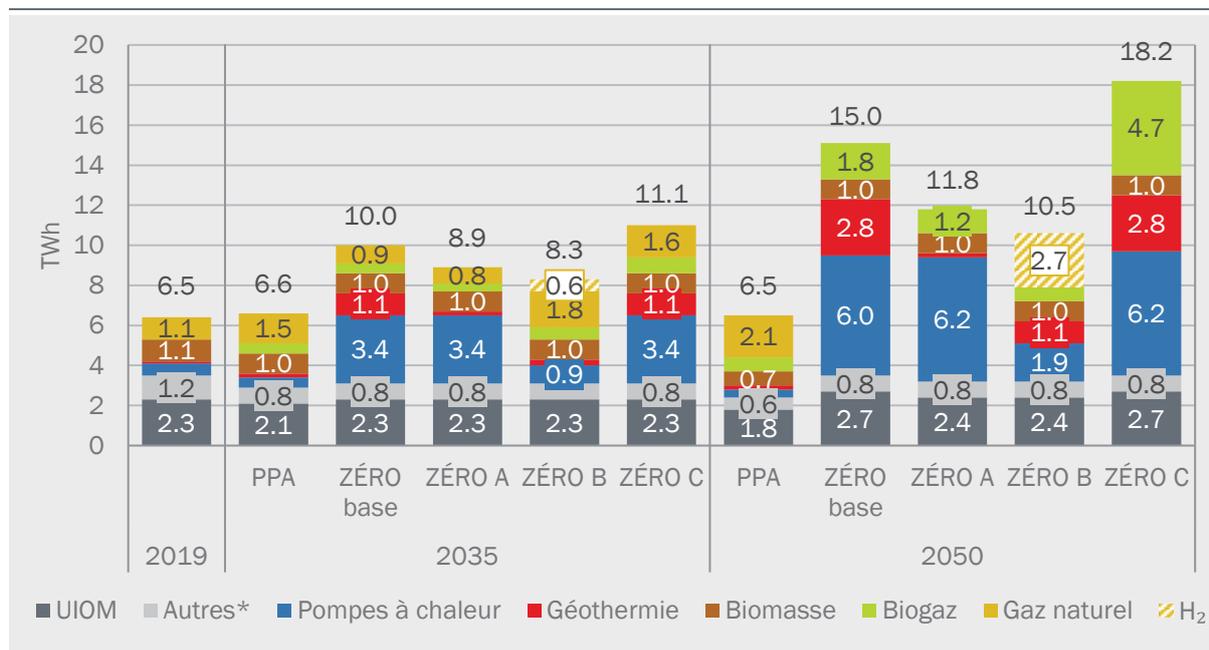
exemptes d'émission de CO<sub>2</sub>. Un large portefeuille de technologies est à disposition pour produire de la chaleur à distance.

Comparativement à la variante de base, la mise à disposition de chaleur à distance exempte de CO<sub>2</sub> de la variante A fait appel, jusqu'en 2050, à une plus forte proportion de grandes pompes à chaleur actionnées à l'électricité. En revanche, la contribution provenant des rejets de chaleur des centrales géothermiques et de la pure production de chaleur d'origine géothermique reste faible même à long terme. Dans la variante B, la consommation de chaleur à distance est inférieure à celle des autres variantes. De ce fait, il ne faut pas mettre autant à contribution les installations géothermiques et les pompes à chaleur. Dans la variante C, la forte consommation de chaleur à distance exige une contribution notable de toutes les options de production de chaleur à distance exemptes de CO<sub>2</sub>. Dans toutes les variantes, pour couvrir la charge de pointe liée aux besoins en chaleur, il faut remplacer l'actuel gaz naturel par du biogaz ou du biométhane et le recours à la biomasse solide est nécessaire.

La figure 33 compare les structures de production de chaleur à distance pour les années de référence 2019, 2035 et 2050.

**Figure 33 : Production de chaleur à distance (comparaison des scénarios)**

Évolution de la production de chauffage à distance dans les variantes du scénario ZÉRO par rapport au scénario PPA, en TWh



\* Énergie nucléaire, chaleur résiduelle, autres énergies renouvelables

---

## 5 L'énergie et les gaz à effet de serre: synthèse générale

---

Les résultats obtenus des secteurs de la demande et du secteur de la transformation énergétique sont résumés dans une synthèse générale. Dans ce cadre, on calcule la consommation énergétique brute et, en recourant à des facteurs d'émission spécifiques aux agents énergétiques, les émissions de gaz à effet de serre. Pour les secteurs de l'inventaire des gaz à effet de serre qui ne sont pas modélisés explicitement dans les Perspectives énergétiques 2050+, on recourt à une actualisation des émissions sur la base de sources externes (cf. chapitre 2). Cette remarque concerne en particulier les émissions non énergétiques de l'agriculture et de la valorisation des déchets.

### 5.1 Scénario ZÉRO base

#### 5.1.1 Consommation brute d'énergie

La consommation énergétique brute est de plus en plus dominée par les énergies renouvelables en raison de la nécessaire réduction des émissions de gaz à effet de serre pour atteindre l'objectif de zéro émission nette en 2050. Cette consommation comprend les énergies renouvelables affectées à la production de chaleur et d'électricité, mais aussi la biomasse, la chaleur ambiante et l'électricité utilisées dans les secteurs de la demande d'énergie. Par contre, les agents énergétiques fossiles et les combustibles nucléaires perdent nettement du terrain et ne sont plus présents qu'en faibles quantités d'ici à 2050.<sup>16</sup>

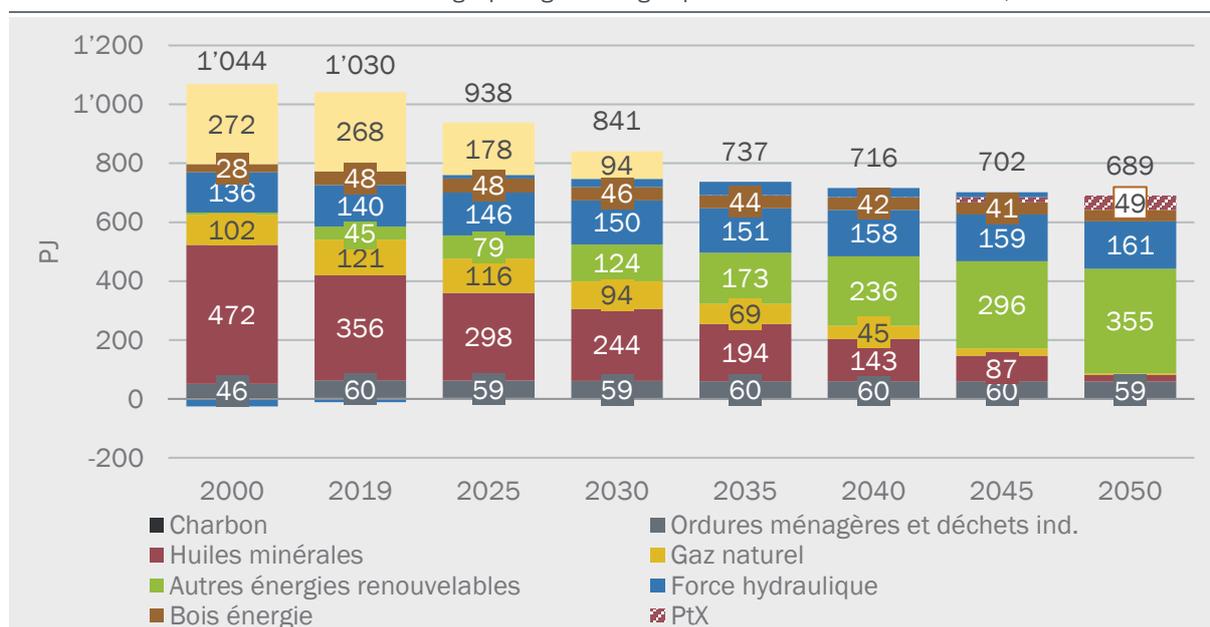
Simultanément, la consommation brute d'énergie diminue globalement de manière nette. Cette évolution s'explique par les mesures d'efficacité énergétique, par la meilleure efficacité des véhicules électriques comparés aux véhicules dotés d'un moteur à combustion ainsi que par la contribution du photovoltaïque et de l'énergie éolienne dans le secteur de l'électricité (en admettant un taux d'efficacité de 100%<sup>17</sup>). Dans le scénario ZÉRO base, la consommation énergétique brute baisse de 1'030 PJ en 2019 à 689 PJ en 2050 (sans la consommation liée au trafic aérien international). La part des énergies renouvelables et de la force hydraulique dans la consommation énergétique brute totale atteint 554 PJ en 2050, soit environ 80%. À long terme, l'importance des agents énergétiques basés sur l'électricité, comme les carburants synthétiques et l'hydrogène, augmente également. Leur consommation est de 49 PJ en 2050 (soit 7% de la consommation énergétique brute totale). Ces chiffres ne comprennent pas environ 60 PJ de kérosène basé sur l'électricité pour le trafic aérien international.

<sup>16</sup> On n'utilisera plus aucun combustible nucléaire après 2033 dans la variante prévoyant une durée d'exploitation de 50 ans pour les centrales nucléaires.

<sup>17</sup> L'hypothèse d'un taux d'efficacité de 100% pour des agents énergétiques renouvelables tels que l'énergie solaire et l'énergie éolienne correspond à une convention statistique dans l'établissement des bilans énergétiques.

**Figure 34 : Consommation brute d'énergie**

Evolution de la consommation brute d'énergie par agent énergétique dans le scénario ZÉRO base, en PJ



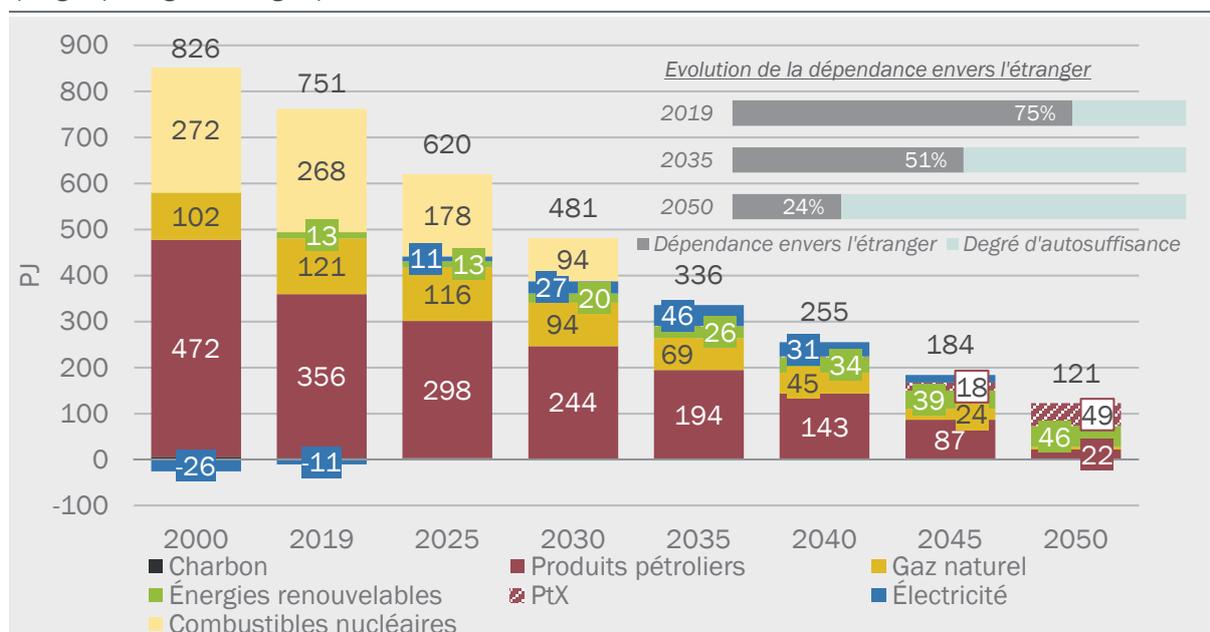
sans la consommation du trafic aérien international

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

**Figure 35 : Importations nettes**

par groupe d'agents énergétiques dans le scénario ZÉRO base, en PJ



sans la consommation du trafic aérien international

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

La figure 34 et le tableau 14 présentent l'évolution de la consommation énergétique brute dans la variante de base du scénario ZÉRO. L'évolution des importations nettes d'énergie dans le scénario ZÉRO base est illustrée à la figure 35. Les quantités d'énergie importées annuellement baissent sensiblement au cours du temps. On relève une augmentation des importations de bioénergie (en particulier de biométhane) et d'agents énergétiques basés sur l'électricité (hydrogène et carburants synthétiques). La baisse des importations correspond à une diminution de la dépendance envers l'étranger: celle-ci<sup>18</sup> diminue de 75% en 2019 à 24 % en 2050.

**Tableau 14 : Consommation énergétique brute**

Evolution de la consommation brute d'énergie par agent énergétique dans le scénario ZÉRO base, en PJ

Scénario		2000	2019	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>	Bois énergie	28	47	48	45	44	42	41	39
	Charbon	6	4	3	2	1	0	0	0
	Ordures ménagères et déchets ind.	46	60	59	59	60	60	60	59
	Huiles minérales	472	356	298	244	194	143	87	22
	Gaz naturel	102	121	116	94	69	45	24	6
	Force hydraulique	136	140	146	150	151	158	159	161
	Combustibles nucléaires	272	268	178	94	0	0	0	0
	Autres énergies renouvelables	7	45	79	124	173	236	296	355
	Électricité	-25	-11	11	27	46	31	16	-1
	Chauffage à distance	0	0	0	0	0	0	0	0
	PtX	0	0	0	0	1	2	18	49
	Total	1'044	1'030	938	841	737	716	702	689
<b>PPA</b>	Total	1'044	1'030	956	875	786	764	744	730

sans la consommation du trafic aérien international

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

### 5.1.2 Biomasse

La biomasse joue un rôle particulier dans le scénario ZÉRO base en raison de la fourniture de chaleur à haute température et de la stockabilité, mais aussi des potentiels limités. Les besoins en biomasse dans les secteurs de la demande et le secteur de la transformation augmentent continuellement dans le scénario ZÉRO base pour atteindre leur maximum en 2050 (131 PJ). Cette croissance implique le recours aux importations de biomasse: on suppose un potentiel d'importation durable de 56 PJ au maximum (point 2.3.2). Après 2050, la consommation diminue de nouveau légèrement.

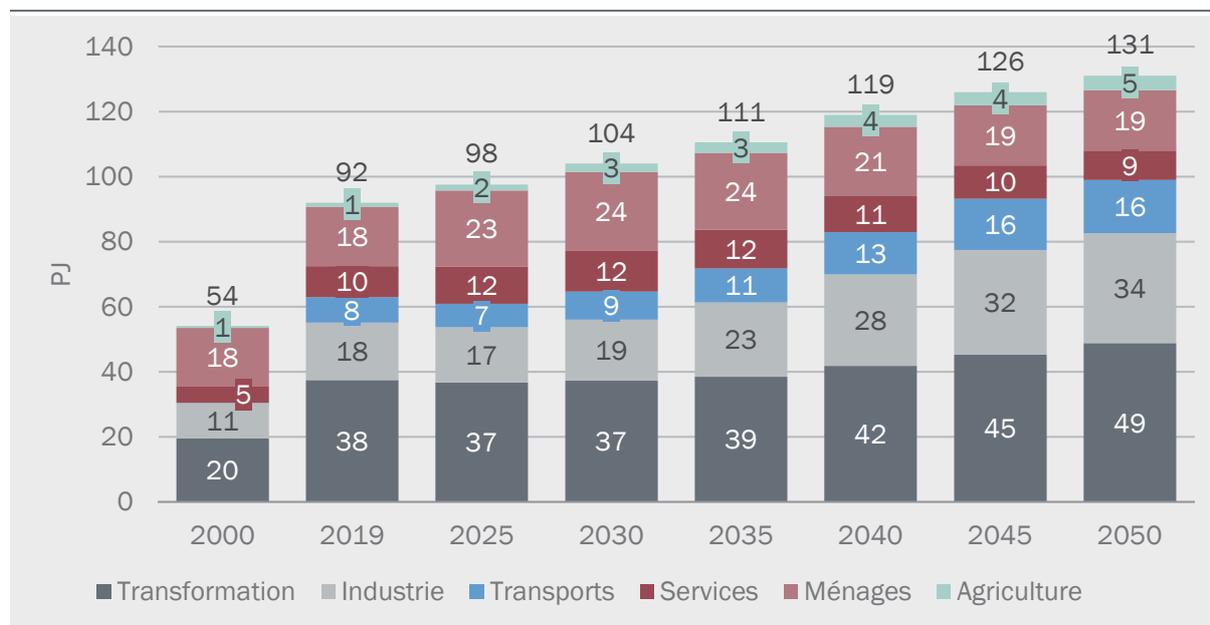
<sup>18</sup> La dépendance de l'étranger selon la définition de la Statistique globale suisse de l'énergie: production indigène / (production indigène + importations nettes)

L'utilisation de la biomasse augmente sensiblement au cours du temps en particulier dans l'industrie mais aussi dans le secteur de la transformation énergétique. Dans le secteur industriel, le recours au biométhane permet de fournir de la chaleur de processus à haute température. Dans le secteur de la transformation énergétique, l'utilisation de la biomasse solide et du biogaz dans les installations CCF permet de fournir de l'électricité et de la chaleur à distance avec un rendement global élevé. Par contre, l'utilisation de la biomasse régresse dans les secteurs des ménages privés et des services. Il faut y voir, d'une part, l'effet d'une meilleure efficacité énergétique. D'autre part, cette évolution s'explique aussi par des alternatives financièrement avantageuses, dont la rentabilité globale est également élevée, pour fournir de la chaleur ambiante et de l'eau chaude au moyen de pompes à chaleur et de réseaux thermiques.

La figure 36 illustre l'évolution du recours à la biomasse selon les secteurs dans le scénario ZÉRO base.

**Figure 36 : Utilisation de la biomasse**

Évolution de l'utilisation de biomasse par secteur dans le scénario ZÉRO base, en PJ



part biogène des ordures et des déchets industriels inclus, sans biocarburants du trafic aérien international

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

### 5.1.3 Émissions de gaz à effet de serre

En 2018, les émissions de gaz à effet de serre de la Suisse totalisaient 46,4 millions de tonnes d'équivalents CO<sub>2</sub><sup>19</sup>. Dans le scénario ZÉRO base, on observe pour tous les secteurs une baisse continue des émissions de gaz à effet de serre. En 2050 un socle de 11,8 millions de tonnes d'équivalents de CO<sub>2</sub> subsiste, qu'il faudra réduire ou compenser au moyen de technologies d'émission négative en Suisse et à l'étranger (tableau 15).

<sup>19</sup> Au moment de publier le rapport succinct, l'inventaire des gaz à effet de serre est disponible jusqu'à l'année 2018.

**Tableau 15 : Évolution des émissions de gaz à effet de serre dans le scénario ZÉRO base**

selon la délimitation de l'inventaire des GES en millions de t CO<sub>2</sub>-eq

Scénario	1990	2000	2018	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>ZÉRO Basis</b>									
Energie (à combustion; 1A)	41.5	41.9	35.0	30.5	25.3	20.2	15.2	9.9	4.2
Conversion d'énergie (1A1)	2.5	3.2	3.4	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	2.6
Industrie (1A2)	6.6	6.0	4.8	4.6	4.0	3.2	2.4	1.7	1.2
Transport (1A3)	14.7	16.0	14.9	13.3	11.3	8.9	6.3	3.2	0.0
Services (1A4a & 1A5)	5.1	5.1	3.6	2.4	1.6	1.2	0.8	0.6	0.2
Ménages (1A4b)	11.8	10.8	7.7	6.3	4.6	3.3	2.2	1.2	0.1
Agriculture (Energie, 1A4C)	0.8	0.8	0.6	0.6	0.5	0.5	0.3	0.2	0.1
Emissions d'évaporation (1 B)	0.4	0.4	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0
Processus industriels et solvants (2)	4.3	3.9	4.5	3.4	3.0	2.7	2.6	2.5	2.4
Agriculture (3)	6.8	6.2	6.0	5.7	5.5	5.3	5.0	4.8	4.6
Déchets (5)	1.1	0.8	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5
Autres (6)	<0.1	<0.1	0.0	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1	<0.1
Total (national)	54.2	53.3	46.4	40.5	34.6	28.9	23.5	17.8	11.8
NET à l'étranger					0.0	0.0	0.0	-1.2	-4.7
CSC / NET en Suisse					0.0	-0.4	-1.7	-4.8	-7.0
Production de clinker de ciment					0.0	0.0	-0.2	-1.8	-2.4
Chimie, pharma					0.0	0.0	-0.1	-0.2	-0.5
Valorisation des déchets					0.0	-0.4	-1.1	-2.3	-3.6
Installations de biomasse					0.0	0.0	-0.3	-0.4	-0.4
Autre					0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1
Total (national, y compris CSC/NET)	54.2	53.3	46.4	40.5	34.6	28.5	21.8	11.9	0.0
<b>PPA</b>									
Total (national)	54.2	53.3	46.4	43.5	40.3	37.7	35.6	33.5	31.7

Les émissions indirectes de CO<sub>2</sub> de la catégorie 1A sont incluses dans le total, mais ne sont pas indiquées séparément dans le tableau en raison des faibles quantités (<0,1 Mt CO<sub>2</sub>-eq). Les émissions liées à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie (LULUCF) de la catégorie 4 sont en principe prises en compte dans l'objectif climatique des Perspectives énergétiques, mais sont supposées être nulles en raison de la grande incertitude concernant leur évolution (cf. chapitre 1.2) et ne sont pas indiquées ici.  
représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Le secteur des transports et le secteur des ménages privés doivent apporter les principales contributions à la réduction des émissions indigènes: entre 2018 et 2050, les émissions de gaz à effet de serre du secteur des transports et celles du secteur des ménages privés baissent respectivement de 14,9 millions et de 7,7 millions de tonnes d'équivalents de CO<sub>2</sub> à pratiquement zéro. Les principales mesures consistent dans l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'électrification de la mobilité, la fourniture de chaleur ambiante et d'eau chaude au moyen de pompes à chaleur

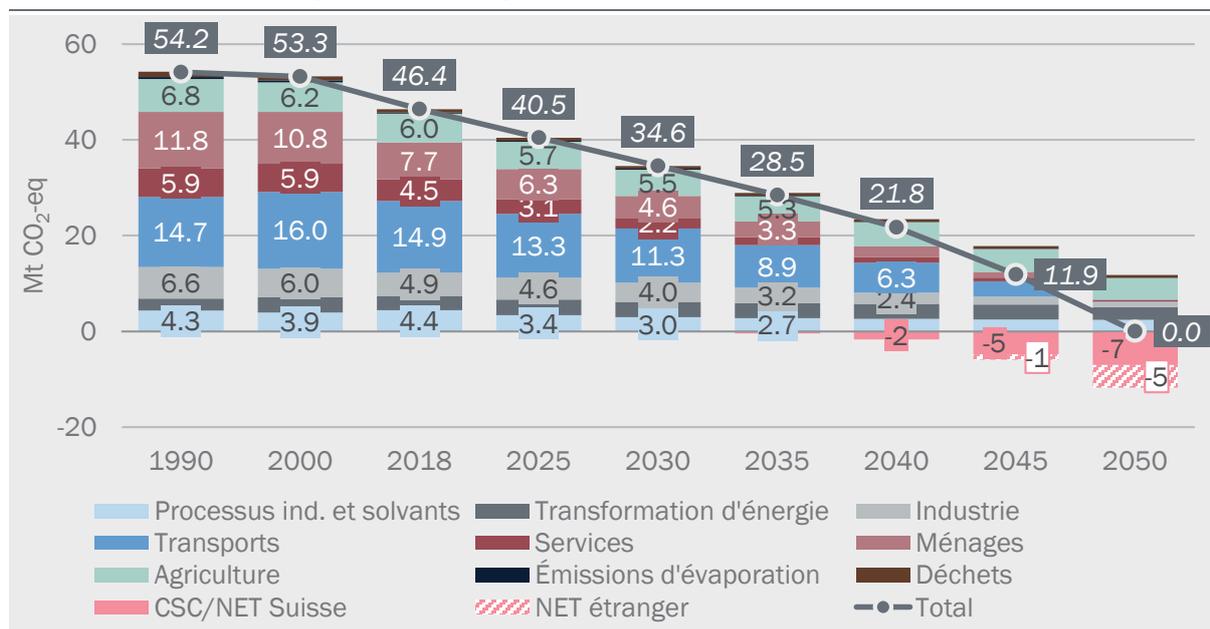
et de réseaux thermiques, l'utilisation directe de la biomasse et d'autres énergies renouvelables ainsi que, temporairement, le recours aux agents énergétiques basés sur l'électricité dans les transports routiers. Les émissions de gaz à effet de serre du secteur des services sont elles aussi proches de zéro en 2050. Dans l'industrie, il subsiste des émissions de processus dans l'industrie chimique et la fabrication de ciment ainsi que des émissions résiduelles provenant de la valorisation énergétique de déchets fossiles et de faibles quantités de gaz fossiles.

Grâce aux contributions importantes des centrales hydroélectriques et des centrales nucléaires, la production d'électricité en Suisse est d'ores et déjà peu intensive en termes d'émissions de CO<sub>2</sub>. Une certaine part du gaz naturel utilisé dans la production de chaleur et d'électricité peut être remplacée par de la biomasse. Mais il restera encore pour longtemps, dans le secteur de la transformation énergétique, des composantes fossiles dans les ordures incinérées par les installations de valorisation des déchets et, de ce fait, des émissions de gaz à effet de serre à hauteur de 2,6 millions de tonnes d'équivalents de CO<sub>2</sub>. Sur la base du scénario appliqué, les émissions non énergétiques de l'agriculture baissent certes au fil du temps, mais les émissions résiduelles sont de 4,6 millions de tonnes d'équivalents de CO<sub>2</sub> en 2050 (Conseil fédéral 2020).

La figure 37 présente l'évolution des émissions de gaz à effet de serre par secteurs et l'utilisation du CCS ou des technologies d'émission négative dans le scénario ZÉRO base.

**Figure 37 : Évolution des émissions de gaz à effet de serre**

et de l'utilisation de technologies d'émission négative dans le scénario ZÉRO base, en Mt CO<sub>2</sub>-eq



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

D'ici à 2050, le captage de CO<sub>2</sub> sera nécessaire en Suisse et à l'étranger compte tenu des émissions résiduelles de gaz à effet de serre provenant des processus industriels, de la valorisation énergétique des déchets et de l'agriculture. En Suisse, le captage de CO<sub>2</sub> sera mis en œuvre dans la fabrication du ciment, sur les sites des grands émetteurs de l'industrie chimique, dans les installations de valorisation des déchets et dans les grandes centrales électriques à biomasse. Les

composantes renouvelables des combustibles alimentant les installations de valorisation des déchets et les centrales à biomasse permettent de générer des émissions négatives sur le territoire national. Les quantités ne suffisent pas encore à compenser en 2050 la totalité des émissions résiduelles de gaz à effet de serre. C'est pourquoi il est nécessaire de recourir en outre aux technologies d'émission négative à l'étranger. À cet effet, nous supposons le stockage du CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère et son entreposage dans des couches géologiques.

Le recours aux technologies d'émission négative en Suisse et à l'étranger doit débuter au milieu des années 2030 pour permettre une montée en puissance conséquente en vue d'atteindre l'objectif de zéro émission nette en 2050. En outre, les quantités de CO<sub>2</sub> captées doivent être stockées définitivement. On part du principe que le CO<sub>2</sub> sera transporté aux sites de stockage (surtout des aquifères salins dans le Nord de l'Europe) et, à partir de 2040, que le stockage du CO<sub>2</sub> en Suisse montera en puissance pour atteindre un niveau de 3 millions de tonnes d'équivalents de CO<sub>2</sub>.

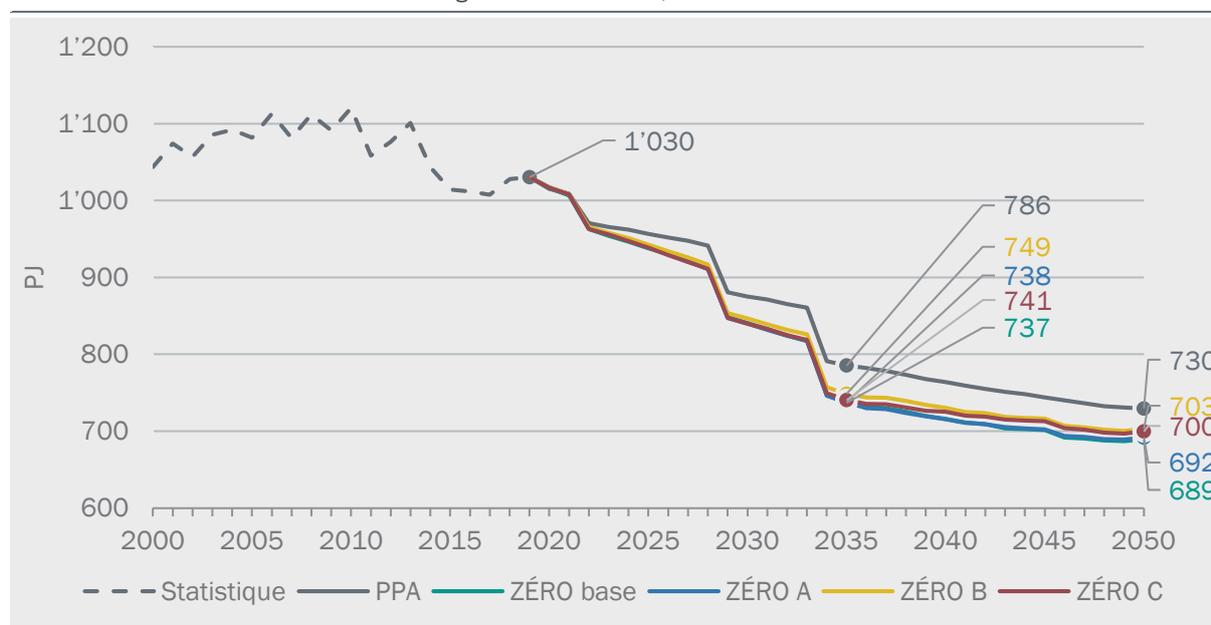
## 5.2 Comparaison des scénarios

### 5.2.1 Consommation brute d'énergie

À l'instar de la consommation d'énergie finale, la consommation brute d'énergie baisse à peu près de la même manière dans tous les scénarios visant zéro émission nette (figure 38).

**Figure 38 : Comparaison des scénarios: consommation énergétique brute**

Evolution de la consommation brute d'énergie de 2000 à 2050, in PJ



sans la consommation du trafic aérien international

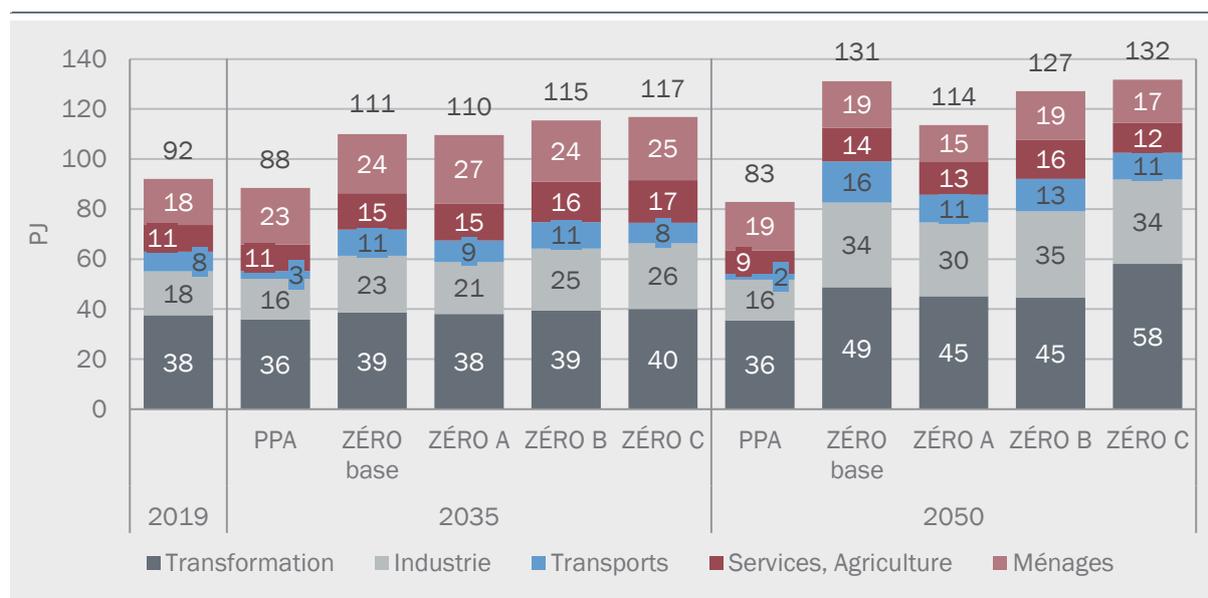
La diminution est la plus forte dans le scénario ZÉRO base (moins 33 % entre 2019 et 2050) et la plus faible dans le scénario ZÉRO B (moins 33%). Dans le scénario PPA, la consommation énergétique brute régresse d'environ 29 % durant la même période. En outre, le scénario ZÉRO B présente une production d'énergie indigène un peu plus faible et simultanément des importations d'énergie plus élevées que les autres scénarios visant zéro émission nette. Les importations supplémentaires concernent principalement des agents énergétiques basés sur l'électricité. Dans le scénario ZÉRO base, la réduction annuelle moyenne de la consommation est de 1,3% entre 2019 et 2050, pour 1,2% dans le scénario ZÉRO B (dans l'un et l'autre scénario, la consommation du trafic aérien international n'est pas prise en compte). Les «paliers» dans l'évolution de la consommation sont liés à l'énergie nucléaire (mise hors service des centrales nucléaires après 50 ans d'exploitation).

### 5.2.2 Biomasse

Le potentiel de biomasse durablement disponible dans les scénarios, compte tenu des potentiels d'importation, est d'environ 135 PJ, dont quelque 65 PJ de biomasse solide, 60 PJ de biogaz et de biométhane, le reste consistant en agents bioénergétiques liquides. À l'exception de ZÉRO A, le potentiel disponible est largement exploité dans les scénarios visant l'objectif de zéro émission nette. Si le potentiel de biomasse solide et liquide est fortement exploité dans le scénario ZÉRO A, le potentiel d'importation de biométhane n'est que partiellement utilisé.

Les principaux acquéreurs de bioénergie sont le secteur de la transformation et l'industrie (figure 39). Ces deux secteurs sont aussi les valorisateurs de la biomasse contenue dans les déchets, qui totalise environ 25 PJ. Dans le scénario PPA, le niveau et la structure de la consommation ne changent pas sensiblement par rapport à 2019 (la quantité est en légère baisse).

Figure 39 : Comparaison des scénarios: consommation de biomasse par secteurs, en PJ



y compris la part biogène des déchets et des déchets industriels, sans la consommation du trafic aérien international

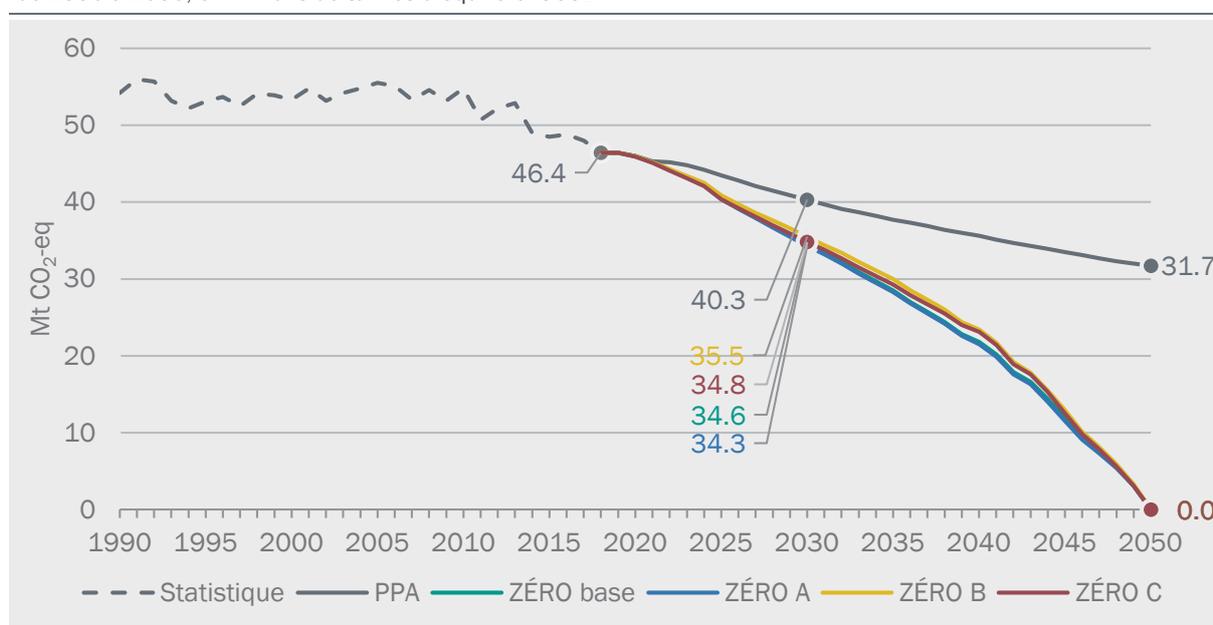
### 5.2.3 Émissions de gaz à effet de serre

L'objectif prescrit de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour 2050 est identique dans tous les scénarios visant zéro émission nette. En conséquence, les évolutions des émissions de gaz à effet de serre des scénarios visant zéro émission nette ne diffèrent pas beaucoup l'une de l'autre (figure 40). Dans ces scénarios, entre 1990 et 2030, les émissions de gaz à effet de serre diminuent d'environ 36% à 34–35 millions de tonnes d'équivalents de CO<sub>2</sub>. L'objectif de zéro émission de CO<sub>2</sub> est atteint en 2050 dans tous ces scénarios.

Dans le scénario PPA, les émissions de gaz à effet de serre baissent de 40 millions de tonnes d'équivalents de CO<sub>2</sub> en 2030, à 31,7 millions de tonnes en 2050. Par rapport à l'année de référence 1990, cette réduction est de 41% en 2050 (moins 26% en 2030).

**Figure 40 : Comparaison des scénarios: émissions de gaz à effet de serre**

de 1990 à 2050, en millions de tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

---

## 6 Coûts économiques directs

---

### 6.1 Mise en perspective, définition et calcul

La transformation étendue du système énergétique vers zéro émission nette n'est pas gratuite. En contrepartie, la Suisse obtient un système énergétique presque exempt d'émissions. C'est la condition indispensable pour réduire les émissions de gaz à effet de serre à zéro émission nette d'ici à 2050, de manière à limiter le réchauffement climatique à moins de 1,5 degré Celsius, conformément à l'Accord de Paris, en coopération avec la Communauté des États du monde entier. Il est ainsi possible d'éviter les coûts d'un réchauffement climatique incontrôlé (cf. encadré à la fin de cette section).

La transformation du système énergétique, qui est nécessaire pour atteindre l'objectif de zéro émission nette, implique des investissements supplémentaires – au-delà des investissements requis de toute manière – dans les installations et les infrastructures ainsi que dans les mesures de réduction des émissions et d'amélioration de l'efficacité. S'y ajoutent des coûts supplémentaires pour l'exploitation et l'entretien de ces installations. Simultanément, la renonciation des combustibles et des carburants fossiles ainsi que l'amélioration de l'efficacité énergétique induisent des réductions des coûts énergétiques. Dans un premier temps, l'analyse des coûts se concentre sur le système énergétique et on calcule les coûts économiques directs (chapitre 6).

S'agissant des coûts économiques directs, on ne prend en compte ni les effets rétroactifs au sein de l'économie ni les interactions avec l'étranger. Ces effets et leurs incidences sur la prospérité et le PIB sont examinés dans le cadre de l'analyse des effets économiques d'Ecoplan. Ces travaux ne sont pas encore achevés. Les résultats en seront publiés au cours de 2021.

Les coûts économiques directs du scénario ZÉRO par rapport au scénario PPA que nous examinons en l'occurrence découlent:

- des différences d'investissement annualisées,
- des différences de coûts d'exploitation et d'entretien et
- des réductions de coûts ou de coûts supplémentaires de l'énergie.

Les coûts des infrastructures énergétiques, soit les différences d'investissement et les différences de coûts d'exploitation pour l'infrastructure des réseaux électriques, les réseaux de chaleur, les infrastructures de l'industrie pétrolière et les infrastructures des réseaux gaziers sont pris en compte dans ce cadre. Les investissements supplémentaires présentés en l'occurrence sont annualisés. En d'autres termes, les coûts des différences d'investissement sont convertis, sous forme d'annuités, à un taux d'intérêt économique pour la durée de vie technique des biens d'investissement, en coûts annuels, c'est-à-dire en différences de coût annuelles composées d'un amortissement et d'un intérêt. Le coût de l'investissement est ainsi réparti uniformément tout au long de la durée de vie de l'investissement, ce qui permet une comparaison avec les coûts des agents énergétiques économisés chaque année grâce aux mesures. Le taux d'intérêt économique (réel) appliqué est de 1,6%, par analogie aux hypothèses du plan financier de la législature 2021-2023 établi par l'Administration fédérale des finances (AFF 2020). Cette approche exclut des effets secondaires tels que ceux résultant de la perspective propre à une entreprise (perspective microéconomique) en raison notamment de durées d'amortissement plus brèves et d'exigences internes concernant les intérêts.

Les coûts d'exploitation et d'entretien comprennent entre autres l'entretien des véhicules, l'exploitation et l'entretien de la production de chaleur dans les bâtiments (sans les coûts de l'énergie), les installations de la technique du bâtiment, les installations de production d'électricité et de chaleur ainsi que l'entretien des réseaux électriques. Les coûts de l'énergie nécessaire à l'exploitation des installations et des véhicules n'entrent pas dans les coûts d'exploitation et d'entretien.

Les coûts de l'énergie sont calculés sur la base de la consommation énergétique brute. Les divers agents énergétiques sont alors évalués à leurs prix respectifs. En ce qui concerne l'électricité et les agents énergétiques synthétiques, seuls les coûts de l'énergie se rapportant aux importations nettes sont pris en compte. Les coûts nécessaires à la production indigène sont saisis au titre des investissements dans les installations et des éventuelles importations d'énergie primaire. On évite ainsi le double comptage de la production indigène.



### **Coûts d'un réchauffement climatique incontrôlé**

Les présentes considérations sur les coûts ne tiennent pas compte des coûts de l'inaction, c'est-à-dire d'un réchauffement climatique incontrôlé. L'Office fédéral de l'environnement (OFEV) a réuni les connaissances actuelles sur les coûts d'un changement incontrôlé du climat ou sur l'utilité de l'endiguement du changement climatique: du point de vue scientifique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre à zéro émission nette est nécessaire pour contenir le réchauffement global dans une mesure supportable et pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris. Ne pas agir ou prendre des mesures insuffisantes impliquerait en outre des coûts très élevés avant même 2050. Cette remarque s'applique particulièrement à la Suisse, qui est touchée plus qu'en moyenne par le changement climatique. Si le réchauffement climatique poursuit sa course effrénée, les coûts pour la Suisse pourront atteindre 4% du PIB annuel. Par contre, si l'on parvient à abaisser les émissions mondiales dans leur ensemble et à limiter le réchauffement global à 1,5 degré Celsius au maximum, les coûts seront au plus de 1,5% du PIB en 2050 (Kahn et al., 2018). L'utilité d'une réduction des émissions à zéro émission nette en 2050 équivaldrait donc pour la Suisse à 2,5% de son PIB, soit un montant approximativement estimé entre 20 et 30 milliards de francs. À long terme, cette utilité augmente fortement parce que les coûts d'un réchauffement climatique incontrôlé croissent de manière exponentielle. Pour diverses raisons toutefois, il est difficile de quantifier les coûts du changement climatique, notamment parce que les effets possibles sont nombreux et que nombre de ces effets (p.ex. les répercussions sur les écosystèmes ou sur la biodiversité) ne peuvent pratiquement pas se traduire en valeurs monétaires. C'est pourquoi toutes les études disponibles ne couvrent que des domaines partiels. Les coûts auxquels elles aboutissent dépendent beaucoup des hypothèses adoptées, des scénarios et des domaines partiels considérés, ils peuvent donc fortement différer d'une étude à l'autre (Vöhringer et al., 2019; EPFL, 2017 Ecoplan, 2007).

Tous les coûts sont calculés sans impôts, taxes ou subventions, puisque ces éléments n'engendrent, en termes économiques, qu'une redistribution entre les consommateurs et l'État (les contribuables). C'est pourquoi les coûts des agents énergétiques sont calculés sur la base des prix à l'importation, c'est-à-dire des prix au passage de la frontière.<sup>20</sup>

## 6.2 Résultats

### 6.2.1 ZÉRO base

Par rapport à l'évolution selon le scénario PPA, des coûts économiques directs supplémentaires de 73 milliards de francs sont nécessaires d'ici à 2050 dans le scénario ZÉRO base (variante «bilan annuel équilibré en 2050»). Ce supplément de coûts économiques directs se compose des différences d'investissement supplémentaires (+109 milliards de francs), des coûts d'exploitation et d'entretien supplémentaires (+14 milliards de francs) et des économies obtenues sur les coûts de l'énergie (-50 milliards de francs). Cf. tableau 16).

**Tableau 16 : Composition des coûts économiques directs supplémentaires**

ZÉRO base par rapport au scénario PPA pour la période 2020-2050, en milliards de CHF<sub>2017</sub>

	<b>2020 à 2050</b>
Investissements annualisés	+109 Mrd. CHF
Coûts de fonctionnement et d'entretien	+14 Mrd. CHF
Coûts d'énergie économisés	-50 Mrd. CHF
<b>Total des coûts supplémentaires</b>	<b>73 Mrd. CHF</b>

Variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050»

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

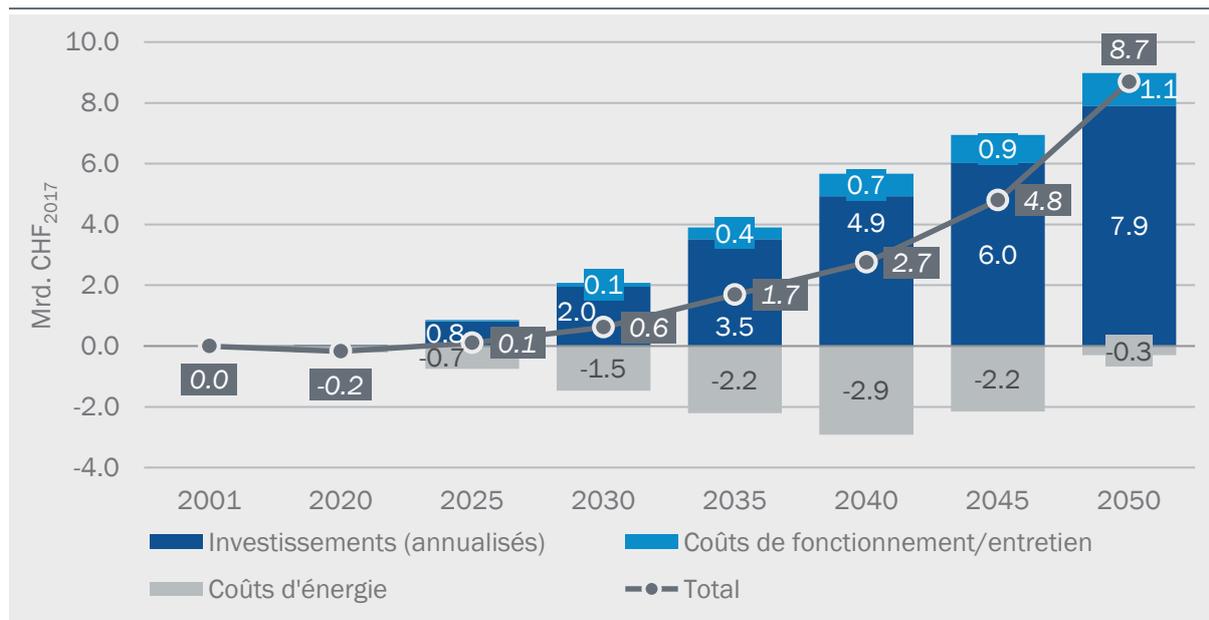
En moyenne annuelle, les coûts économiques directs supplémentaires sont d'environ 2,4 milliards de francs jusqu'en 2050. Mais la répartition des coûts annuels varie au cours de la période d'observation (figure 41). Les coûts économiques directs supplémentaires par an augmentent temporairement à près de 9 milliards de francs jusqu'en 2050. Cette augmentation s'explique par les mesures (investissements) relativement plus coûteuses visant à réduire largement les dernières émissions de gaz à effet de serre et par les nécessaires technologies de captage et de compensation des émissions résiduelles (CSC/NET). En outre, à partir de 2045, il faudra importer de plus en plus d'agents énergétiques basés sur l'électricité, ce qui réduira les économies réalisées chaque année sur les coûts de l'énergie. L'augmentation des coûts annuels au fil du temps est aussi due à la méthode choisie (présentation des investissements sous forme d'annuités). En

<sup>20</sup> Les prix au passage de la frontière peuvent se déduire de l'évolution des prix mondiaux, des coûts de transformation et des coûts de transport. Les prix au passage de la frontière ne contiennent ni impôt ni taxe. À moyen ou long terme, il faut s'attendre à ce que les prix des agents énergétiques fossiles baissent en raison de la demande décroissante à l'échelle mondiale de la demande de produits pétroliers et de gaz naturel dans un monde à zéro émission nette.

raison de l'annualisation des investissements et de la longueur des cycles de vie des investissements, les éléments de coûts des investissements antérieurs se cumulent vers la fin de la période d'observation.

**Figure 41 : Différences de coût annuelles selon la variante de base**

Évolution des différences de coûts économiques directs du système énergétique par éléments de coût dans le scénario de ZÉRO base par rapport au scénario PPA, valeurs annuelles en Mrd. CHF<sub>2017</sub>.



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Les trois composantes des coûts sont quelque peu détaillées ci-après.

### a) Annualisation des différences d'investissement ou investissements supplémentaires

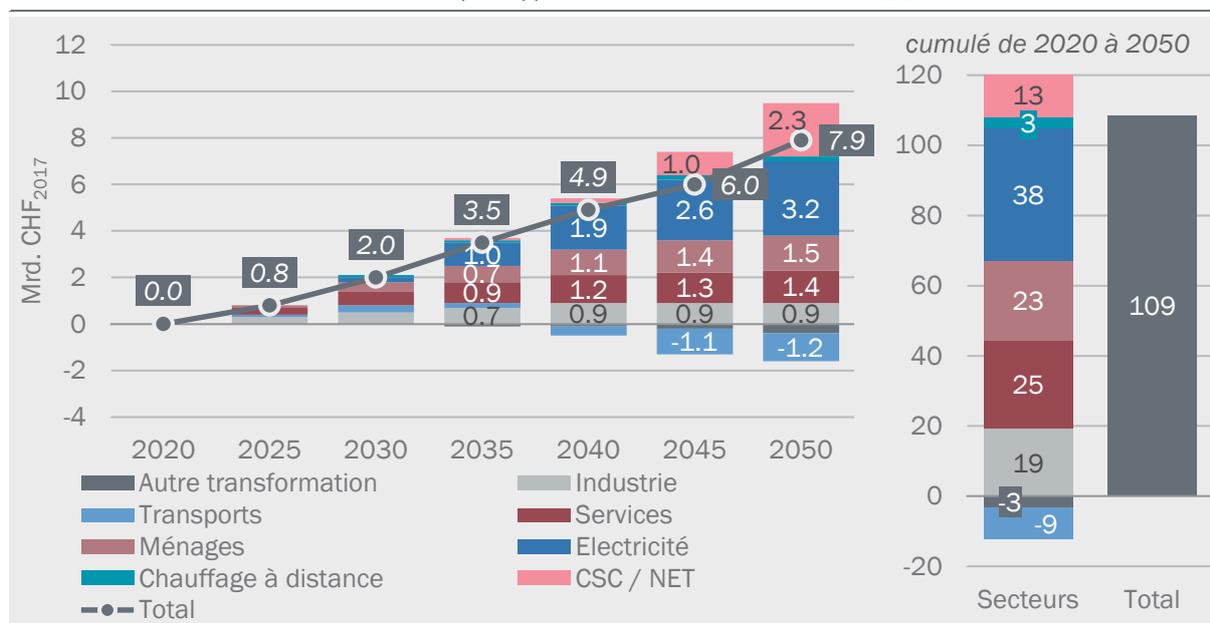
La transformation du système énergétique conforme aux objectifs fixés que prévoit le scénario ZÉRO requiert des investissements supplémentaires par rapport au scénario PPA. Globalement, par rapport au scénario PPA, les investissements supplémentaires annualisés du scénario ZÉRO base sont de 109 milliards de francs d'ici à 2050. Les investissements dans le système énergétique se montant par ailleurs à environ 1400 milliards de francs durant la même période, l'augmentation des investissements destinés à rendre le système énergétique conforme à l'objectif de zéro émission nette d'ici à 2050 est d'environ 8% par rapport au scénario PPA.

Le développement de la chaleur de proximité et à distance d'origine renouvelable et, surtout, le développement de la production d'électricité renouvelable sont nettement plus importants que dans le scénario PPA. Une large part des investissements supplémentaires, de quelque 38 milliards de francs, sont alloués au système électrique (figure 42). Ce montant comprend notamment les investissements nécessaires dans l'infrastructure de réseau. Les investissements supplémentaires dans les ménages privés et les services (y compris l'agriculture) sont d'environ 23 et 25 milliards de francs respectivement. Ces investissements supplémentaires sont dus, entre autres, à un meilleur assainissement énergétique des bâtiments, qui survient aussi plus précocement, et à la qualité énergétique supérieure requise pour les nouvelles constructions. En outre,

l'utilisation des énergies renouvelables et des pompes à chaleur pour le chauffage et la fourniture d'eau chaude est plus rapide et systématique.

**Figure 42 : Différences d'investissement annualisées par secteurs et cumulées jusqu'en 2050**

Période 2020 à 2050, scénario ZÉRO base par rapport au scénario PPA, en Mrd. CHF<sub>2017</sub>.



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

Dans le domaine des transports, la pénétration des véhicules électriques survient nettement plus vite et plus largement. En raison de la baisse des coûts des véhicules électriques, des économies sur les investissements d'un montant d'environ 9 milliards de francs (y compris les investissements supplémentaires de 3 milliards de francs pour les infrastructures de transport) apparaissent par rapport au scénario PPA. Dans le secteur industriel, les investissements supplémentaires sont d'environ 19 milliards de francs. Ils correspondent à l'amélioration de l'efficacité des processus industriels et au remplacement plus important et plus rapide des agents énergétiques fossiles. En outre, des investissements absents du scénario PPA sont nécessaires pour capter et compenser les émissions résiduelles (CSC/NET). Les investissements supplémentaires cumulés destinés au CSC et aux technologies d'émission négative (NET) atteignent quelque 13 milliards de francs en 2050. Dans le domaine «autre transformation», les investissements régressent globalement (-3 milliards de francs). Des investissements supplémentaires sont nécessaires pour les installations de production d'hydrogène. En contrepartie, les besoins d'investissement baissent pour le réseau gazier et les infrastructures pétrolières.

### b) Coûts d'exploitation et d'entretien supplémentaires

Les coûts d'exploitation et d'entretien supplémentaires du scénario ZÉRO base totalisent pour l'ensemble des secteurs environ 14 milliards de francs jusqu'en 2050. Ils sont principalement causés par l'augmentation des quantités de chaleur à distance produites et, surtout, par l'accroissement de la production d'électricité renouvelable. Les coûts d'exploitation et d'entretien baissent dans les secteurs des ménages privés et des transports. Cette évolution est essentiellement due aux coûts d'exploitation et d'entretien inférieurs des pompes à chaleur par rapport aux

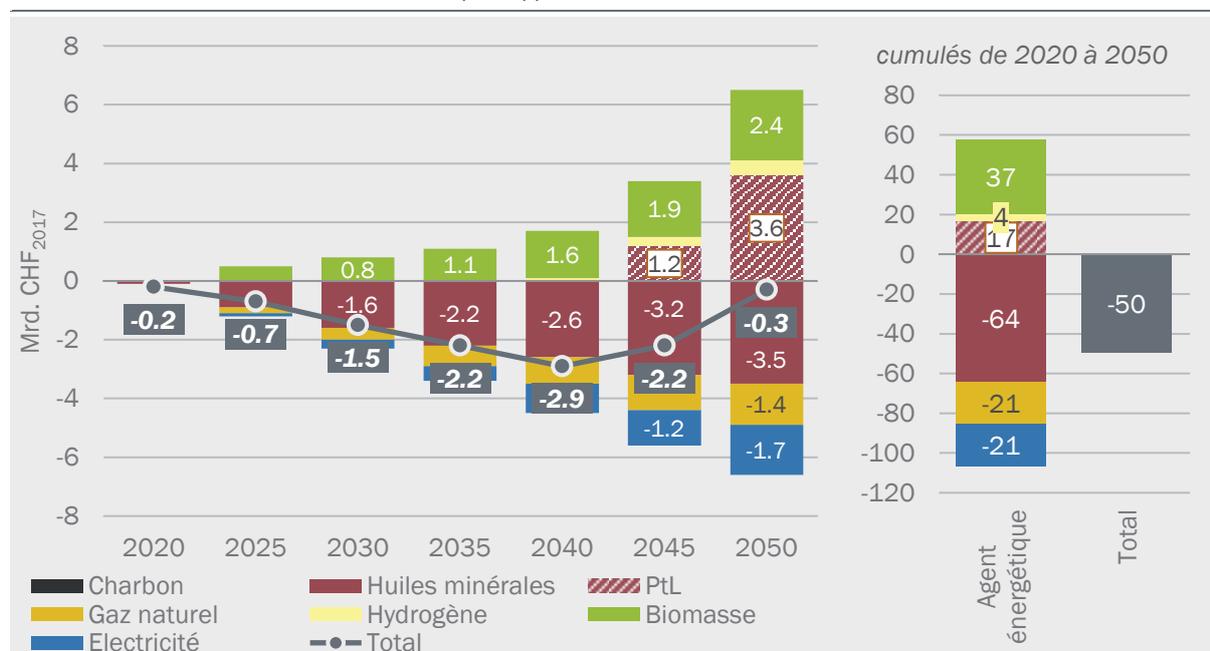
chauffages au gaz et au mazout, respectivement des véhicules électriques par rapport aux véhicules conventionnels. Dans le secteur des services, l'extension des installations de la technique du bâtiment entraîne globalement des coûts d'exploitation et d'entretien plus élevés malgré les économies réalisées grâce à la substitution des chauffages (pompes à chaleur au lieu de chauffage au gaz ou au mazout). Les coûts d'exploitation et d'entretien du secteur de l'industrie ne sont pas représentés par manque de données.

### c) Réduction des coûts de l'énergie

Aux investissements supplémentaires et aux coûts d'exploitation et d'entretien supérieurs correspondent aux réductions de coût des agents énergétiques principalement obtenues par la diminution des importations d'énergie. Actuellement, les importations suisses d'agents énergétiques atteignent quelque 8 milliards de francs par an (moyenne pour la période 2009-2019; OFEN 2020b). Environ 98% de ces dépenses d'importation concernent les produits pétroliers et le gaz naturel. La transformation du système énergétique entraîne une baisse de la demande et, par conséquent, une diminution des importations d'agents énergétiques fossiles comme l'essence, le diesel, le mazout, le gaz naturel et le charbon. Il en résulte une réduction des coûts par rapport au scénario PPA. Simultanément, la demande d'agents énergétiques basés sur la biomasse augmente (biogaz, biométhane, biocarburants et biomasse solide). À plus long terme apparaît une demande d'agents énergétiques basés sur l'électricité (PtG, PtL, PtH<sub>2</sub>) qui doivent être importés en majeure partie. Ces agents énergétiques représentent des coûts supplémentaires par rapport au scénario PPA.

**Figure 43 : Réductions annuelles des coûts de l'énergie par agents énergétiques et cumulées jusqu'en 2050**

Période 2020 à 2050, scénario ZÉRO base par rapport au scénario PPA, en milliards de CHF<sub>2017</sub>.



les petites économies sur le charbon ne sont pas indiquées

Globalement, les économies réalisées sur les coûts des agents énergétiques dans le scénario ZÉRO base par rapport au scénario PPA totalisent près de 50 milliards de francs jusqu'en 2050 (figure 43). Il s'agit là d'une réduction des coûts de l'énergie d'environ 19% comparativement au scénario PPA. Les économies sur les coûts des agents énergétiques commencent par progresser notablement durant la période d'observation (figure 43). La cause en est essentiellement le remplacement des installations, des véhicules et des appareils alimentés aux énergies fossiles (p. ex. chauffages au gaz et au mazout) par des installations à forte intensité capitalistique (p. ex. pompes à chaleur, réseaux thermiques, installations photovoltaïques et éoliennes). Mais ces économies baissent ensuite jusqu'en 2050 parce que, en vue d'atteindre l'objectif de réduction des gaz à effet de serre, il faut importer de la bioénergie et que, dans le secteur des transports, des importations supplémentaires d'agents énergétiques basés sur l'électricité sont nécessaires. Au-delà de 2050, ces agents énergétiques seront remplacés de plus en plus grâce au passage à des installations et des moteurs alimentés à l'électricité. Par ailleurs, le prix des agents énergétiques basés sur l'électricité baissant, les économies repartiront à la hausse.

### 6.2.2 Comparaison des scénarios

Le tableau 17 et la figure 44 fournissent une comparaison entre les coûts économiques directs supplémentaires des scénarios visant zéro émission nette. Les coûts supplémentaires annuels augmentent jusqu'en 2035 pour atteindre environ 1,7 à 2,8 milliards de francs. Après 2045, ces coûts supplémentaires s'accroissent nettement: ils sont compris entre 9 et 13 milliards de francs en 2050. Parmi les scénarios visant zéro émission nette que nous avons examinés, le scénario ZÉRO base présente les plus faibles coûts économiques directs supplémentaires par rapport au scénario PPA. Ces coûts supplémentaires cumulés jusqu'en 2050 totalisent 73 milliards de francs dans le scénario ZÉRO base, contre 79 milliards de francs dans la variante ZÉRO A, tandis que les coûts supplémentaires sont nettement plus élevés dans les variantes ZÉRO B (115 milliards de francs) et ZÉRO C (121 milliards de francs).

Parmi les scénarios conformes aux objectifs, la variante ZÉRO A permet les plus grandes économies sur les coûts de l'énergie. Comparativement à la variante de base, les importations plus faibles de biométhane y contribuent particulièrement. Par contre, les coûts d'investissement y sont plus élevés notamment dans le domaine du bâtiment (pompes à chaleur) et la production électrique. Au total, les coûts économiques directs supplémentaires cumulés jusqu'en 2050 de la variante ZÉRO A sont 8% plus élevés que ceux de la variante de base.

La variante ZÉRO dont les besoins d'investissement supplémentaires sont les plus faibles est la variante ZÉRO B. Ses besoins d'investissement supplémentaires sont inférieurs de 20% à ceux de la variante ZÉRO base. Mais la variante B n'apporte pas d'économies sur les coûts de l'énergie et les coûts énergétiques y sont plus élevés que dans le scénario PPA. Cette situation est principalement due aux importants besoins en biogaz/biométhane et en agents énergétiques synthétiques (PtG pour la chaleur et PtL pour les transports). Bien que ces coûts d'importation diminuent quelque peu après 2050, ils restent comparativement élevés. Globalement, les coûts économiques directs supplémentaires cumulés jusqu'en 2050 de la variante B sont supérieurs de 57% à ceux de la variante de base.

Comparativement, la variante ZÉRO C présente des investissements importants, mais seulement une faible réduction des coûts de l'énergie, ce qui s'explique largement par l'évolution du secteur

des transports. Alors que, dans le scénario de base, le passage précoce et étendu à l'électromobilité permet de réduire les investissements par rapport au scénario PPA, les investissements sont plus élevés dans la variante C que dans le scénario PPA. En outre, l'utilisation des carburants synthétiques y entraîne des coûts énergétiques très élevés. Globalement, les coûts économiques directs supplémentaires cumulés jusqu'en 2050 de la variante ZÉRO C sont supérieurs de 65% à ceux de la variante de base. La variante C présente les coûts les plus importants parmi les scénarios ZÉRO examinés.

**Tableau 17 : Comparaison des scénarios: coûts économiques directs supplémentaires par rapport au scénario PPA**

par principaux éléments de coût, valeurs annuelles et cumulées de 2020 à 2050, en milliards de CHF<sub>2017</sub>.

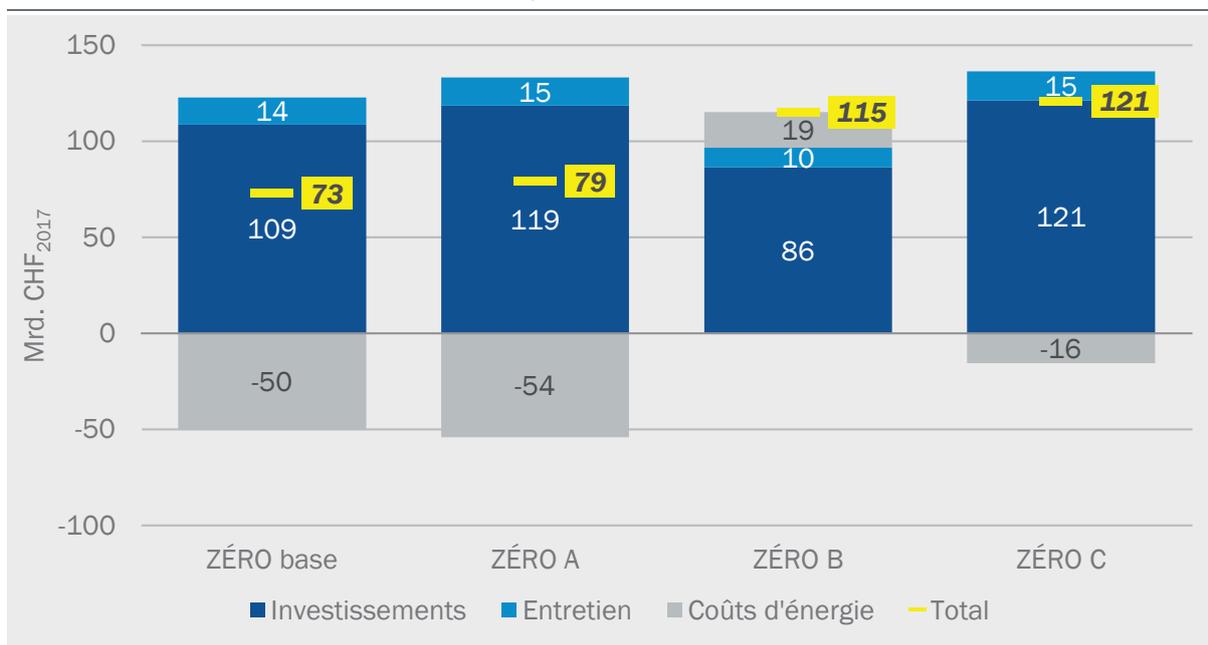
Scénario	Élément de coût	2025	2030	2035	2040	2045	2050	à 2050
<b>ZÉRO base</b>	Investissements	0.8	2.0	3.5	4.9	6.0	7.9	109
	Fonctionnement/entretien	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.1	14
	Coûts d'énergie	-0.7	-1.5	-2.2	-2.9	-2.2	-0.3	-50
	Total	0.1	0.6	1.7	2.7	4.8	8.7	73
<b>ZÉRO A</b>	Investissements	0.9	2.1	3.7	5.2	6.7	9.2	119
	Fonctionnement/entretien	0.0	0.1	0.4	0.7	0.9	1.2	15
	Coûts d'énergie	-0.8	-1.5	-2.3	-3.0	-2.3	-1.4	-54
	Total	0.1	0.8	1.8	2.9	5.3	9.0	79
<b>ZÉRO B</b>	Investissements	0.8	1.8	3.2	4.0	4.4	5.6	86
	Fonctionnement/entretien	0.0	0.1	0.4	0.6	0.5	0.5	10
	Coûts d'énergie	-0.4	-0.9	-0.9	-0.3	2.5	6.5	19
	Total	0.4	1.0	2.7	4.3	7.4	12.6	115
<b>ZÉRO C</b>	Investissements	0.9	2.1	3.9	5.6	6.9	8.1	121
	Fonctionnement/entretien	0.0	0.2	0.4	0.8	1.0	1.0	15
	Coûts d'énergie	-0.4	-1.0	-1.6	-2.0	0.0	3.5	-16
	Total	0.5	1.3	2.8	4.5	7.8	12.7	121

représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

**Figure 44 : Coûts économiques directs supplémentaires par rapport au scénario PPA**

valeurs annuelles cumulées de 2020 à 2050, comparaison des scénarios, en milliards de CHF<sub>2017</sub>.



représentation propre

© Prognos AG / TEP Energy GmbH / INFRAS AG 2020

---

## Bibliographie

---

ARE 2016	Perspectives d'évolution du transport 2040: Perspectives pour le trafic voyageurs et le transport de marchandises en Suisse d'ici à 2040, Office fédéral du développement territorial, 2016
OFEV 2010	Typisierung von Grundwasserregimen in der Schweiz, Office fédéral de l'environnement en coopération avec l'Institut géotechnique et l'Institut géographique de l'Université de Berne, Berne, 2010
OFEV 2018	Données et prévisions hydrologiques de l'OFEV, Office fédéral de l'environnement, 2016, <a href="https://www.hydrodaten.admin.ch/fr/">https://www.hydrodaten.admin.ch/fr/</a>
Benchmark Mineral 2019	Benchmark Mineral Intelligence, Outlook for energy and minerals markets for the US Senate Committee on Energy and Natural Resources Committee, 2019
OFEN 2007	Die Energieperspektiven für die Schweiz (5. Exkurs: Potenzialbegriffe), Office fédéral de l'énergie, 2007
OFEN 2012	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 – 2050. Prognose et Infras sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie, 2012
OFEN et al 2017	Toit solaire (Sonnendach), Office fédéral de l'énergie, MétéoSuisse, swisstopo (analyse du potentiel solaire réalisée par Meteotest), 2017
OFEN 2018	Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE), Office fédéral de l'énergie, 2018
OFEN 2019	Potentiel hydroélectrique de la Suisse. Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, Office fédéral de l'énergie, 2019
OFEN 2020a	Statistique suisse des pompes à chaleur 2019, Office fédéral de l'énergie, 2020
OFEN 2020b	Statistique globale suisse de l'énergie 2019, Office fédéral de l'énergie, 2020
OFEN 2020c	Statistique suisse de l'électricité 2019, Office fédéral de l'énergie, 2020
OFS 2015	Les scénarios de l'évolution de la population de la Suisse 2015–2045, Office fédéral de la statistique, 2015

OFS 2017	Scénarios des ménages. Évolution des ménages privés entre 2017 et 2045, Office fédéral de la statistique, 2015
OFS 2018	Estimation d'un tableau input-output de la Suisse pour 2014
Conseil fédéral 2013	Durch die Annualisierung der Investitionen und den langen Lebenszyklen der Investitionen kumulieren sich Kostenbestandteile früherer Investitionen gegen Ende des Betrachtungszeitraums
Conseil fédéral 2019	Communiqué: Le Conseil fédéral vise la neutralité climatique en Suisse d'ici à 2050, 28.08.2019, <a href="https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques/communiques-conseil-federal.msg-id-76206.html">https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques/communiques-conseil-federal.msg-id-76206.html</a>
Conseil fédéral 2020	Scénarios d'évolution des émissions de gaz à effet de serre pour les domaines Agriculture (3), UTCATF (4), Déchets (5) et Autres (6) selon l'Office fédéral de l'environnement, 2020
CH2018 2018	CH2018 – Climate Scenarios for Switzerland, National Centre for Climate Services, Zurich
CH2018 2018	CH2018 – Climate Scenarios for Switzerland, National Centre for Climate Services, Zurich
Consentec 2015 & 2017	Évolution des coûts du réseau en Suisse compte tenu du besoin actuel, de la Stratégie énergétique 2050 et de la stratégie Réseaux électriques, Consentec 2015 & actualisation 2017
Cox et Althaus 2019	How to include non-CO <sub>2</sub> climate change contributions of fair travel at ETH Zurich. INFRAS Report on behalf of ETH Zurich. June 2019 <a href="https://ethz.ch/content/dam/ethz/associates/services/organisation/Schulleitung/mobilitaetsplattform/ETH%20Zurich%20flight%20reduction_calculation%20of%20non-CO2%20contribution_final.pdf">https://ethz.ch/content/dam/ethz/associates/services/organisation/Schulleitung/mobilitaetsplattform/ETH%20Zurich%20flight%20reduction_calculation%20of%20non-CO2%20contribution_final.pdf</a>
Ecoplan 2007	Auswirkungen der Klimaänderung auf die Schweizer Volkswirtschaft (nationale Einflüsse). Étude sur mandat de l'Office fédéral de l'environnement et de l'Office fédéral de l'énergie
Ecoplan 2011	Scénarios par branche 2008–2030, Ecoplan, 2011
Ecoplan, 2018	Scénarios par branche 2014 bis 2030/2060, Ecoplan, 2018
AFF 2020	Plan financier 2021–2023 de la législature. Annexe au message sur le programme de la législature 2019-2023
SuisseEnergie 2019	«WP-Feldmessungen Jahresbericht 2018» Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018. Auswertung verlängert bis Dez. 2019) NTB Buchs sur mandat de SuisseEnergie
ENTSO-E 2018	Ten Year Network Development Plan (TYNDP), ENTSO-E, 2018

EPFL 2017	Assessing the impacts of climate change for Switzerland. Sur mandat de l'OFEV
EUC 2018	Une planète propre pour tous. Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat, Commission européenne, 2018
EUC 2019	Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU, ILF and AIT on behalf of the EC (DG JRC), 2019
UE 2020	Plans nationaux en matière d'énergie et de climat (PNEC), Commission européenne, 2020
Flemming et Ziegler 2018	Environmental Trends in Aviation to 2050. Rapport sur l'environnement 2018 de l'OACI
Fuss et al. 2018	Negative emissions - Part 2: Costs, potentials and side effects, Environmental Research Letters 13 063002
ImmoClimat Suisse 2020	Statistiques des ventes de 2002 à 2019. Segments de produits: pétrole, gaz, bois, pompes à chaleur, énergie solaire et chauffage-eau. ImmoClimat Suisse
HSLU 2019	Actualisation des Perspectives énergétiques: prise de position du prof. Beat Wellig (HSLU) sur le taux d'utilisation de la chaleur / coefficient de performance annuel, sur mandat de l'OFEN
OACI 2016	On Board: A sustainable Future. Rapport sur l'environnement, OACI, 2016
AIE 2018	World Energy Outlook 2018, Agence internationale de l'énergie (AIE), 2018
AIE 2020	Global EV Outlook, Agence internationale de l'énergie (AIE), 2020
IINAS 2017	Ergebnispapier Biomasse, en coopération avec le DBFZ dans le cadre de l'établissement du plan national allemand en matière d'énergie et de climat (PNEC), non publié
Intraplan 2015	Entwicklung des Luftverkehrs in der Schweiz – Nachfrageprognose. Intraplan. Rapport sur mandat de l'Office fédéral de l'aviation civile (OFAC), Munich, juin 2015
Kahn M. et al. 2019	Long-Term Macroeconomic Effects of Climate Change: A Cross-Country Analysis. Kahn M. / Mohaddes K. / Ng R. / Hashem Pesaran M. / Raissi M. / Yang J.-C. (2019): IMF Working Paper 19/215
NTB 2019	Ausblick auf mögliche Entwicklungen von Wärmepumpen-Anlagen bis 2050, sur mandat de l'OFEN, rapport du 30 novembre 2019

Prognos & INFRAS 2012	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Energienachfrage und Stromangebot, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie, 2012
Prognos 2020	Transformationspfade strombasierter Energieträger, sur mandat du Ministère allemand de l'économie et de l'énergie (BMWi), Allemagne, 2020
Prognos, TEP, INFRAS 2020	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2019 nach Verwendungszwecken, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie, 2020
PSI 2017	Potenziale und Kosten erneuerbarer Energien, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie, 2017
PSI 2019	Aktualisierung der Potenziale und Kosten erneuerbarer Energien, sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie, 2019
SECO 2018	Prévisions du PIB
Stiftung Risikodialog 2019	The Role of Atmospheric Carbon Dioxide Removal in Swiss Climate Policy: Fundamentals and Recommended Actions, Stiftung Risikodialog, 2019
TEP 2014	Energetische Erneuerungsraten im Gebäudebereich - Synthesebericht zu Gebäudehülle und Heizanlagen; TEP Energy; Office fédéral de l'énergie; Berne; février.
TEP 2020a	Jakob M. et al. (2020b). Erneuerbare- und CO <sub>2</sub> -freie Wärmeversorgung Schweiz – Eine Studie zur Evaluation von Erfordernissen und Auswirkungen. TEP Energy et EcoPlan sur mandat de Initiative Chaleur Suisse (ICS), c/o AEE Suisse.
TEP 2020b	Indices énergétiques cantonaux et émissions de CO <sub>2</sub> dans le bâtiment. Rapport intermédiaire destiné à l'OFEV, à l'EnDK, CCE et des services cantonaux de l'énergie et de l'environnement. TEP Energy, avril 2020.
TEP 2020c	Relevés des coûts effectués dans le cadre de l'actuel projet de recherche de l'OFEN «Low Invest Cost Solutions» (LICS)
Vöhringer F. et al. 2019	Costs and benefits of climate change in Switzerland, Vöhringer F., Vielle M., Thalmann P., Frehner A. (2019): Climate Change Economics 10 (2), 1-34
WSL 2017	Thees, O.; Burg, V.; Erni, M.; Bowman, G.; Lemm, R.: <a href="#">Biomassepotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung. Ergebnisse des Schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET</a> . Rapports du WSL, cahier 57. Birmensdorf, Institut fédéral de recherches sur la forêt, la neige et le paysage (WSL), 2017

