



**Rapport** de décembre 2021

---

# **Stratégie énergétique 2050**

## **Rapport de monitoring 2021 (version détaillée)<sup>1</sup>**

---

---

<sup>1</sup> La plupart des données sont relevées jusqu'en 2020.

**Date:** Décembre 2021

**Lieu:** Berne

**Éditeur:** Office fédéral de l'énergie (OFEN)

**Internet:** [www.monitoringenergie.ch](http://www.monitoringenergie.ch)

**Office fédéral de l'énergie OFEN**

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; adresse postale: CH-3003 Berne

Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · [contact@bfe.admin.ch](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

# Table des matières

<b>L'essentiel en bref</b> .....	<b>5</b>
<b>Introduction</b> .....	<b>8</b>
Base juridique et but du monitoring.....	9
Cadre de référence du monitoring.....	9
Axes de la Stratégie énergétique 2050.....	11
Champs thématiques et indicateurs du monitoring.....	12
<b>Champ thématique Consommation et production énergétiques</b> .....	<b>14</b>
Contrôle des valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie.....	14
Consommation énergétique finale par personne et par an.....	15
Consommation électrique par personne et par an.....	16
Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique).....	17
Production hydroélectrique.....	19
Indicateurs complémentaires sur la consommation d'énergie et d'électricité.....	21
Évolution et moteurs de la consommation d'énergie finale et d'électricité.....	21
Consommation énergétique finale globale et par secteurs.....	22
Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale.....	24
Consommation d'énergie finale en fonction de l'application.....	24
Intensités énergétique et électrique.....	26
Installations photovoltaïques pour la consommation propre.....	27
<b>Champ thématique Développement du réseau</b> .....	<b>30</b>
État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport.....	30
Enfouissement de lignes.....	40
Investissements dans le réseau et amortissements.....	42
Investissements dans le réseau de transport et amortissements.....	42
Investissements dans le réseau de distribution et amortissements.....	43
Développement de réseaux intelligents.....	44
Compteurs intelligents ( <i>smart meters</i> ).....	44
Outils de régulation de la tension (transformation).....	45
Systèmes de commande et de réglage (flexibilité).....	46
<b>Champ thématique Sécurité de l'approvisionnement</b> .....	<b>47</b>
Vue d'ensemble.....	47
Diversification de l'approvisionnement énergétique.....	47
Dépendance vis-à-vis de l'étranger.....	49
Sécurité de l'approvisionnement en électricité.....	51
Rapports concernant la sécurité de l'approvisionnement en électricité à court et moyen terme.....	51
Adéquation du système.....	53
Production électrique, importations et consommation au cours de l'année.....	55
Capacités d'importation.....	56
Charge N-1 sur le réseau de transport.....	56
Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau.....	58
Sécurité de l'approvisionnement en gaz.....	59
Installations bicom bustibles.....	59
Normes relatives aux infrastructures.....	60

Sécurité de l'approvisionnement en pétrole .....	61
Diversification des moyens de transport .....	61
Portefeuille d'importation de pétrole brut .....	63
Importations de pétrole brut et de produits pétroliers .....	64
<b>Champ thématique Dépenses et prix .....</b>	<b>66</b>
Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie .....	66
Prix de l'énergie .....	68
Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale .....	69
Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises .....	73
Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages .....	75
<b>Champ thématique Émissions de CO<sub>2</sub> .....</b>	<b>79</b>
Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant .....	79
Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs .....	80
Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie: industrie et services .....	82
Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie: voitures de tourisme .....	83
Autres effets sur l'environnement .....	84
<b>Champ thématique Recherche et technologie .....</b>	<b>85</b>
Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique .....	85
Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique .....	86
<b>Champ thématique Environnement international .....</b>	<b>89</b>
Évolution des marchés globaux de l'énergie .....	89
Évolutions dans l'UE .....	91
Évolutions dans l'UE: le «pacte vert pour l'Europe» et le paquet «Ajustement à l'objectif 55» («Fit for 55») .....	91
Évolution par rapport aux objectifs énergétiques et climatiques .....	93
«Clean Energy Package» .....	94
Mise en œuvre des «Network Codes» dans le domaine de l'électricité .....	96
Marché intérieur du gaz et sécurité de l'approvisionnement en gaz .....	96
Politique climatique internationale .....	97
Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie .....	98
<b>Liste bibliographique et des sources .....</b>	<b>100</b>
<b>Table des illustrations .....</b>	<b>103</b>

## L'essentiel en bref

Avec la Stratégie énergétique 2050, la Suisse met en œuvre la transformation progressive de son système énergétique. Les principaux piliers sont l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. La législation correspondante, qui a été redéfinie en conséquence, est en vigueur depuis début 2018. Cette stratégie s'accompagne d'un monitoring détaillé qui décrit chaque année les progrès réalisés par la Suisse en la matière. Le présent **rapport de monitoring 2021** expose la situation à la fin de l'année 2020. En voici les principaux résultats:

- **Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique):** elle augmente depuis l'an 2000, et cette hausse s'est accélérée depuis 2010. En 2020, la production électrique issue des énergies renouvelables était de 4712 gigawattheures (GWh), soit 7,2% de la production nette totale d'électricité. Cela signifie que la valeur indicative de 4400 GWh pour 2020 inscrite dans la Loi sur l'énergie actuelle (LEne) a été pleinement atteinte. En 2020, l'accroissement net par rapport à l'année précédente est de 526 GWh; depuis 2011, il est en moyenne de 309 GWh par an. La valeur indicative pour 2035 selon la loi sur l'énergie en vigueur est de 11 400 GWh. Pour l'atteindre, un accroissement net moyen de 446 GWh par an est nécessaire. Un accroissement sensiblement plus élevé de 819 GWh par an est nécessaire pour parvenir à la valeur cible de 17 000 GWh compatible avec l'objectif de zéro émission nette, conformément au message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (p. 17).
- **Production hydroélectrique:** elle a continuellement progressé depuis l'an 2000. En 2020, la production moyenne nette attendue était de 36 526 GWh. La valeur indicative est fixée à 37 400 GWh pour 2035 (aucune valeur indicative 2020 dans la loi). Entre l'année de référence ici 2011 et 2035 un accroissement net d'environ 1900 GWh est visé jusqu'en 2035, dont 54,0% étaient déjà réalisés en 2020. Cette même année, l'accroissement net par rapport à 2019 s'inscrivait à 167 GWh. Il est en moyenne de 98 GWh par an depuis 2012. Durant les années à venir, il devra se situer à 58 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative définie pour 2035 (p. 19).
- **Consommation énergétique finale par personne:** en baisse depuis l'an 2000, elle était en 2020 inférieure de 23,7% à l'année de référence 2000 (-20,8% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). C'est donc mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (-16%). Cela avait déjà été le cas au cours des trois dernières années avant la pandémie de COVID-19. La valeur indicative valable pour 2020 dans la LEne aurait donc très probablement été atteinte même sans l'influence de la pandémie. À l'avenir, la consommation énergétique finale par personne, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra diminuer en moyenne de 2,2% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative fixée pour 2035 (-43%) (p. 15).
- **Consommation électrique par personne:** elle a augmenté jusqu'en 2006, mais cette tendance s'est inversée depuis. En 2020, elle était inférieure de 11,3% à la valeur de l'an 2000 (-10,4% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). Dans ce cas également, la valeur indicative prévue pour 2020 (-3%) est déjà atteinte ou dépassée. Cela aurait très probablement été le cas même sans la pandémie de COVID-19: depuis 2015, la consommation d'électricité par habitant est inférieure à la valeur indicative pour 2020. La valeur indicative pour 2035 (-13%) ne pourra pas être atteinte sans effort supplémentaire, comme l'évolution de la situation au cours de l'année sous revue pourrait le suggérer: selon les Perspectives énergétiques 2050+, pour atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre jusqu'en 2050, il faut s'attendre à moyen terme à une augmentation significative de la demande d'électricité en raison de l'électrification requise du système énergétique (p. 16).
- **Énergies renouvelables dans l'ensemble:** la part des énergies renouvelables (électricité et chaleur) dans la consommation énergétique finale globale a augmenté depuis l'an 2000, cette hausse s'étant accélérée depuis le milieu des années 2000. En 2020, cette part s'inscrivait à 27,2% (2019: 24,3%; 2000: 17,0%) (p. 24).

- **Diversification et dépendance vis-à-vis de l'étranger:** en 2020, les produits pétroliers représentaient près de 44% de la consommation finale d'énergie, l'électricité un quart environ, et le gaz naturel quelque 15%. Suite à la pandémie de COVID-19, surtout la part des carburants pétroliers a fortement diminué par rapport à l'année précédente, et la proportion de produits pétroliers a diminué en conséquence. Actuellement l'approvisionnement en énergie est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité d'approvisionnement de la Suisse. L'électrification croissante du système énergétique aura également un impact sur la diversification à l'avenir. La part des importations dans la consommation énergétique brute (dépendance vis-à-vis de l'étranger) a augmenté entre 2000 et 2006. Elle diminue depuis, mais reste en 2020 à un niveau élevé de 71,9% (2019: 74,5%) (pp. 47 et 49).
- **Sécurité de l'approvisionnement en électricité:** La sécurité de l'approvisionnement à court et moyen terme revêt actuellement une importance particulière, étant donné que le Conseil fédéral a mis fin aux négociations pour un accord institutionnel avec l'Union européenne (UE) en mai 2021 et qu'un accord sur l'électricité n'est pas envisageable jusqu'à nouvel ordre. En octobre 2021, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a informé le Conseil fédéral de deux rapports sur le thème de la sécurité de l'approvisionnement dans le domaine de l'électricité. Elaboré conjointement par la Commission fédérale de l'électricité (EiCom) et Swissgrid, le premier rapport présente des mesures permettant d'améliorer la sécurité du réseau ainsi que la sécurité de l'approvisionnement à court et à moyen terme. Le second rapport analyse les conséquences de différents scénarios de coopération entre la Suisse et l'UE. Les rapports permettent au Conseil fédéral de préparer les prochaines étapes du renforcement de la sécurité de l'approvisionnement. Afin d'améliorer la sécurité d'approvisionnement à long terme, le Conseil fédéral a également présenté en 2021 des mesures dans le cadre du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. En outre, le monitoring fait référence à des études antérieures sur le système d'adéquation et à d'autres rapports et indicateurs (à partir de la p. 51).
- **Développement du réseau:** plusieurs projets de réseau électrique de transport lancés avant 2013 sont en cours de planification et d'approbation, ces phases pouvant durer plusieurs années. Les procédures les plus récentes tendent à être plus courtes, car des mesures visant à les accélérer ont été mises en place dès 2013. Les mesures découlant de la Stratégie énergétique 2050 et de la stratégie Réseaux électriques, qui sont en vigueur depuis 2018 et 2019, visent une vaste optimisation et simplification des procédures d'autorisation. D'autres étapes importantes des processus et des procédures ont pu être initiées ou décidées pendant la période sous revue (p. 30).
- **Dépenses et prix en matière d'énergie<sup>2</sup>:** les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie s'élevaient à près de 21,7 milliards de francs en 2020. Il s'agit de la valeur la plus basse depuis 1999: suite à la pandémie de COVID-19, les prix de nombreux agents énergétiques ont baissé et les quantités consommées ont diminué. La baisse des dépenses consacrées aux combustibles principalement fossiles a été particulièrement prononcée, mais ils représentaient toujours environ 40%, soit un peu moins que ce qui a été dépensé en électricité. Environ 10% concernent le gaz, tandis que le reste regroupe les dépenses pour les combustibles solides et la chaleur à distance. Les dépenses énergétiques comprennent les dépenses pour l'énergie et son transport ainsi que la totalité des taxes et impôts. Une comparaison internationale des prix de l'énergie dans les secteurs industriels révèle que le prix de l'électricité en Suisse présente la même tendance à la stabilité, que ce soit en comparaison avec la France ou avec la moyenne des pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Le niveau des prix en Suisse est donc proche de la moyenne de l'OCDE et du niveau des prix en France, est inférieur à celui de l'Allemagne, qui a maintenant le prix le plus élevé parmi les pays de l'OCDE en 2020. Les prix du mazout et du diesel en Suisse sont légèrement supérieurs à l'OCDE. Quant au gaz naturel, les prix en Suisse sont nettement supérieurs

<sup>2</sup> Les indicateurs de ce champ thématique couvrent le développement jusqu'à fin 2020. Les hausses de prix observées sur différents marchés de l'énergie en 2021, qui ont également un impact sur la Suisse (notamment concernant le pétrole, le gaz et l'électricité), ne figurent pas encore dans les graphiques suivants.

à ceux de l'Allemagne et de la France ainsi qu'à la moyenne des pays de l'OCDE, depuis 2013, la Suisse est le pays le plus cher de l'OCDE à cet égard (*à partir de la p. 68*).

- **Émissions de CO<sub>2</sub>:** en Suisse, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000. En 2019, elles s'inscrivaient à environ 40 tonnes, soit 30% en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 t). Afin de pouvoir atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette d'ici 2050, les émissions liées à l'énergie par habitant doivent toutefois diminuer plus fortement que jusqu'ici: dans un monde à zéro émission nette dans lequel toutes les émissions évitables doivent être éliminées jusqu'en 2050, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie s'élèvent encore à environ 0,4 tonne par habitant. L'objectif stratégique global à long terme qui était mentionné dans le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (2013), à savoir réduire les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie à 1 voire 1,5 tonne par habitant d'ici 2050, est donc obsolète (*p. 81*).
- **Recherche et technologie:** depuis 2005, les ressources publiques affectées à la recherche énergétique ont continuellement augmenté. Depuis 2014 surtout, on observe une nette hausse de la recherche énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». En 2019, les dépenses totales des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'inscrivaient à 427 millions de francs (valeur réelle; 2018: près de 406 millions de francs) (*p. 87*).
- **Environnement international:** les marchés mondiaux de l'énergie se sont largement redressés en 2021, après avoir subi les conséquences notables de la pandémie de COVID-19 l'année précédente. Des hausses de prix ayant des répercussions en Suisse ont été observées courant 2021 (en particulier pétrole, gaz et électricité). Parmi les développements enregistrés dans l'UE, il convient de mentionner le train détaillé de mesures législatives «Ajustement à l'objectif 55», présenté par la Commission européenne en juillet 2021: celui-ci contribue, d'une part, à la mise en œuvre du «pacte vert pour l'Europe» et permet, d'autre part, de réaliser l'objectif fixé dans la loi européenne sur le climat, à savoir réduire les émissions de gaz à effet de serre de 55% nets d'ici à 2030 par rapport à leur niveau de 1990. Les nouvelles propositions concernent la Suisse dans plusieurs domaines. Prise en mai 2021, la décision du Conseil fédéral de mettre fin aux négociations sur un projet d'accord institutionnel a influé sur les relations avec l'UE, y compris dans le secteur énergétique: un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE ne saurait dès lors être conclu dans un avenir proche (*à partir de la p. 92*).

# Introduction

La Suisse met en œuvre la transformation de son système énergétique par le biais de la Stratégie énergétique 2050. Cette stratégie doit permettre de sortir progressivement de l'énergie nucléaire, d'augmenter l'efficacité énergétique et la part des énergies renouvelables et de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> liées à la consommation d'énergie, sans toutefois mettre en péril ni la sécurité d'approvisionnement élevée dont la Suisse a bénéficié jusqu'à présent ni le caractère peu coûteux de l'approvisionnement énergétique (Conseil fédéral, 2013). Lors du vote référendaire de mai 2017, le peuple suisse a accepté la législation sur l'énergie réorientée en conséquence, qui est en vigueur depuis début 2018.

En juin 2021, le Conseil fédéral a lancé la poursuite du développement de la Stratégie énergétique 2050 avec le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Il entend ainsi développer rapidement et systématiquement la production d'électricité renouvelable indigène, mieux l'intégrer dans le réseau d'électricité et renforcer la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme (Conseil fédéral, 2021b).

Concernant la sécurité de l'approvisionnement en électricité à court et moyen terme et la collaboration avec l'UE dans le domaine de l'électricité, le Conseil fédéral a pris connaissance de deux rapports au milieu du mois d'octobre 2021: ceux-ci doivent permettre de préparer les prochaines étapes du renforcement de la sécurité de l'approvisionnement, étant donné qu'un accord sur l'électricité avec l'UE n'est pas envisageable jusqu'à nouvel ordre (Conseil fédéral, 2021h). À la fin du mois de septembre 2021, dans le cadre de l'initiative parlementaire Girod (19.443), le Parlement a par ailleurs décidé de prolonger et d'étendre l'encouragement des énergies renouvelables au sens d'une solution de transition, car le système actuel est limité jusqu'en 2022.

Les objectifs de la politique énergétique sont étroitement liés à ceux de la politique climatique, car près des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre en Suisse proviennent de l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. D'ici 2050, la Suisse doit atteindre zéro émission nette de gaz à effet de serre. Cet objectif de zéro émission nette a été décidé par le Conseil fédéral en 2019 (Conseil fédéral, 2019b). Les Perspectives énergétiques 2050+ actualisées de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) montrent que la Suisse peut transformer son approvisionnement énergétique d'ici 2050 conformément à cet objectif, tout en garantissant la sécurité de l'approvisionnement (Prognos / TEP / Infras / Ecoplan, 2020). Les Perspectives énergétiques 2050+ constituent une base importante pour la «Stratégie climatique à long terme de la Suisse» que le Conseil fédéral a adoptée en janvier 2021 pour concrétiser l'objectif de zéro émission nette. Celle-ci présente les orientations de la politique climatique jusqu'en 2050 et fixe des objectifs stratégiques pour les différents secteurs (Conseil fédéral, 2021a). En août 2021, le Conseil fédéral a également adopté le message relatif au contre-projet direct à l'initiative pour les glaciers. En accord avec cette dernière, il propose que l'objectif de zéro émission nette, qui était jusqu'ici indicatif, soit inscrit dans la Constitution à titre d'objectif contraignant (Conseil fédéral, 2021c). La Suisse s'est engagée au niveau international à réduire ses gaz à effet de serre de 50% d'ici à 2030. La mise en œuvre de cet objectif au niveau national et les mesures correspondantes étaient prévues dans la loi révisée sur le CO<sub>2</sub>, qui a toutefois été rejetée par le peuple suisse lors du vote référendaire de juin 2021. L'objectif de réduction pour 2030 reste néanmoins valable. En septembre 2021, le Conseil fédéral a donc décidé que d'ici la fin de l'année, il soumettrait en consultation un nouveau projet de loi tenant compte du résultat du vote et visant à créer une base aussi large que possible pour la future politique climatique (Conseil fédéral, 2021f). Afin de prolonger les mesures incontestées qui se terminent fin 2021 et de poursuivre l'objectif de réduction jusqu'en 2024, le Parlement examine actuellement l'initiative parlementaire de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (21.477).

## Base juridique et but du monitoring

La transformation du système énergétique suisse que vise la Stratégie énergétique 2050 est un projet de longue haleine. Compte tenu des perspectives de réalisation éloignée, un monitoring est prévu pour permettre d'observer les évolutions et progrès déterminants, de mesurer le degré de réalisation des objectifs, d'étudier l'utilité et les coûts économiques des mesures et d'intervenir pour redresser la barre à temps et à la lumière des faits en cas d'évolutions non voulues. La base juridique du monitoring est fournie par la législation sur l'énergie aux art. 55 ss de la LEne et 69 ss de l'ordonnance sur l'énergie (OEne). L'art. 74a de la loi sur l'énergie nucléaire (LENu), qui vise les rapports sur le développement de la technologie nucléaire, est également relevant.

Le monitoring mis en place par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), en coopération avec le Secrétariat d'État à l'économie (SECO) et d'autres services fédéraux, observe des indicateurs choisis et des analyses quantitatives et qualitatives plus approfondies, qui renseignent à intervalles réguliers sur la manière dont le système énergétique suisse a évolué depuis la dernière observation ou sur l'avancement de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 par rapport aux valeurs indicatives ancrées dans la loi. Ce monitoring comprend deux produits principaux: un rapport de monitoring annuel, tel le présent rapport pour 2021 (dont la plupart des données sont relevées jusqu'en 2020), et un compte-rendu supplémentaire quinquennal.

Le rapport de monitoring, actualisé chaque année, contient des indicateurs quantitatifs associés à d'importants indices relevant de l'économie énergétique et des parties descriptives. Le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement complète et approfondit les rapports de monitoring annuels par des analyses supplémentaires. En particulier, ce compte-rendu doit permettre au Conseil fédéral et au Parlement de contrôler sur une période assez longue si les valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie sont atteintes et de décider au besoin de prendre des mesures supplémentaires ou d'adapter les mesures existantes. Ces rapports sont destinés au monde politique et à l'administration, aux milieux de l'économie, de la protection de l'environnement et de la société civile de même qu'à toute personne intéressée.

## Cadre de référence du monitoring

La Stratégie énergétique 2050 – ses objectifs et lignes directrices – constitue le cadre de référence permettant d'observer et d'évaluer la politique énergétique de la Suisse au moyen du monitoring prévu (*cf. figure 1*). Ces éléments sont ancrés dans la LEne et le message y afférent du Conseil fédéral (Conseil fédéral, 2013), eux-mêmes fondés sur les scénarios présentés dans les Perspectives énergétiques 2050 (Prognos, 2012). Compte tenu de la réorientation du système énergétique vers le nouvel objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ces valeurs ont été partiellement ajustés dans le cadre de la révision actuelle de cette loi, sur la base des perspectives énergétiques 2050+, et ils ne devraient plus être ancrés dans la loi en tant que valeurs indicatives, mais en tant qu'objectifs contraignants (Conseil fédéral, 2021b). Sont pertinents pour le monitoring d'autres projets et politiques de la Confédération, notamment la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques, *cf.* également Conseil fédéral, 2016), qui est en vigueur depuis juin 2019 et juin 2021 respectivement, avec les ordonnances correspondantes. De plus, comme mentionné précédemment, un lien étroit existe avec la politique climatique (Conseil fédéral, 2019b+2021a).

<b>Domaine</b>	<b>2020 ancré dans la LEne</b>	<b>2035 ancré dans la LEne ou selon le message con- cernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr repo- sant sur des énergies renouvelables (entre parenthèses)</b>	<b>2050 selon le message concernant la loi relative à un approvisionne- ment en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (entre parenthèses)</b>
Consommation énergé- tique moyenne par per- sonne et par an	moins 16%	moins 43%	moins 54% (nouveau: -53%)
Consommation élec- trique moyenne par per- sonne et par an	moins 3%	moins 13%	moins 18% (nouveau: -5%)
Production annuelle moyenne d'électricité re- nouvelable (sans la force hydraulique)	au moins 4,4 téra- watts-heures (TWh)	au moins 11,4 TWh (nouveau: 17 TWh)	au moins 24,2 TWh (nouveau: 39 TWh)
Production annuelle moyenne d'électricité hy- draulique	aucune valeur indica- tive pour 2020	au moins 37,4 TWh	au moins 38,6 TWh

**Figure 1** Objectifs selon la Stratégie énergétique 2050

## Axes de la Stratégie énergétique 2050

La Stratégie énergétique 2050 définit une série d'axes fondamentaux afin de montrer comment les objectifs peuvent être atteints. Ces axes touchent également le monitoring (Conseil fédéral, 2013+2021b).

- *Réduire la consommation d'énergie et d'électricité*: la gestion économe de l'énergie en général et de l'électricité en particulier est encouragée en renforçant les mesures d'efficacité.
- *Augmenter la part des énergies renouvelables*: la production électrique à partir de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables (soleil, biomasse, biogaz, vent, déchets, géothermie) est développée. Il doit aussi être possible de répondre à la demande si nécessaire avec le couplage chaleur-force notamment et, le cas échéant, en important davantage d'électricité.
- *Garantir l'approvisionnement en énergie*: il importe d'avoir librement accès aux marchés internationaux de l'énergie. Outre le développement des énergies renouvelables indigènes et les améliorations en matière d'efficacité énergétique, l'échange d'électricité avec l'étranger est nécessaire pour assurer l'approvisionnement électrique et procéder aux ajustements temporaires. Les futures infrastructures de production indigènes et l'échange d'électricité requièrent le développement rapide des réseaux de transport d'électricité et la transformation des réseaux en réseaux intelligents. En outre, le réseau électrique suisse doit être raccordé de manière optimale au réseau électrique européen.
- *Transformer et développer les réseaux électriques en tenant compte du stockage d'énergie*: en raison des fluctuations de l'injection inhérentes au développement des nouvelles énergies renouvelables, la nécessité de transformer et de développer les réseaux électriques de même que le besoin de stocker l'énergie vont croissant.
- *Renforcer la recherche énergétique*: la recherche énergétique doit être renforcée de manière ciblée pour soutenir la transformation du système énergétique. À cet effet, le Parlement a adopté en 2013 le plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée» (Conseil fédéral, 2012). En septembre 2020, le Parlement a approuvé le programme d'encouragement de la recherche *Swiss Energy Research for the Energy Transition (SWEET)*, avec lequel le Conseil fédéral souhaite poursuivre la recherche dans les domaines centraux de la Stratégie énergétique 2050 (Conseil fédéral, 2020c).
- *SuisseEnergie*: les mesures volontaires de SuisseEnergie encouragent, en collaboration avec les cantons, communes et partenaires du marché, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Les outils sont l'encouragement de projets, l'information, le développement de solutions spécifiques aux différentes branches, la formation et le perfectionnement, l'assurance qualité et la coordination des mesures au niveau suisse.
- *Assumer la fonction d'exemple de la Confédération, des cantons, des villes et des communes*: les collectivités publiques prêchent par l'exemple, notamment en respectant les normes de construction pour leurs propres bâtiments. Les distinctions «Cité de l'énergie» et «Région-énergie», attribuées dans le cadre du programme SuisseEnergie, ainsi que la famille de labels du bâtiment jouent à cet égard un rôle important. De plus, le Conseil fédéral a adopté en 2019 le train de mesures sur le climat pour l'administration fédérale qui, en lien avec la Stratégie énergétique 2050, vise à accentuer la baisse des émissions de gaz à effet de serre dans l'administration fédérale (Conseil fédéral, 2019a).
- *Intensifier encore la coopération internationale*: en tant qu'important pôle de recherche et d'innovation, la Suisse peut contribuer sur le plan international au développement de connaissances et au transfert technologique dans le domaine de l'énergie et en bénéficier. L'intégration dans les mécanismes de crise internationaux aide à faire face aux éventuelles situations de crise.

## Champs thématiques et indicateurs du monitoring

Les objectifs, les valeurs indicatives et les axes mentionnés permettent de déduire les sept champs thématiques, les quelque 44 indicateurs ainsi que les parties descriptives que couvre le monitoring annuel. Les observations ainsi réunies seront complétées et approfondies tous les cinq ans dans le cadre d'un compte-rendu supplémentaire comprenant un complément d'analyses.

### Remarques méthodologiques

Le monitoring annuel de la Stratégie énergétique 2050, qui embrasse, aux fins de fournir une vue d'ensemble (pas au niveau des mesures), un large éventail de thèmes et d'indicateurs choisis dans les domaines concernant l'énergie globale et l'électricité, le développement du réseau, la sécurité de l'approvisionnement, les dépenses énergétiques et les prix de l'énergie ainsi que les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie, décrit les évolutions survenant dans l'environnement international de même que dans les domaines de la recherche et de la technologie. La publication comprendra une version détaillée du rapport de monitoring annuel (telle que le présent document) et une version abrégée résumant les principaux indicateurs et résultats. L'une et l'autre versions sont mises en ligne sous [www.monitoringenergie.ch](http://www.monitoringenergie.ch). Le monitoring annuel, qui repose pour l'essentiel sur des données et rapports préexistants déjà publiés, exploite systématiquement les synergies que comportent les systèmes de monitoring actuels de la Confédération. En règle générale, l'an 2000 constitue l'année de référence pour les indicateurs. Pour certains indicateurs, une série plus longue apparaît judicieuse, alors qu'une série plus brève est indiquée pour d'autres parce que les données ne sont disponibles que depuis peu de temps. Le monitoring annuel ne permet pas d'observer et d'analyser toutes les thématiques pertinentes et intéressantes sous forme d'indicateurs actualisables chaque année. Certaines thématiques nécessiteraient des examens plus détaillés portant sur une plus longue période ou nécessiteraient des données qui n'existent pas ou qu'il serait trop coûteux de collecter chaque année. C'est pourquoi, de par sa nature même, le monitoring annuel présente des lacunes. Il s'agit toutefois d'un système appelé à être régulièrement remanié et développé. Au demeurant, le compte-rendu annuel constitue un état des lieux, en matière d'économie énergétique et de statistique énergétique, qui renonce à toute conclusion d'un autre ordre. Cependant, le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement constitue, d'une part, une structure permettant d'intégrer des analyses approfondies qui sont coordonnées avec les travaux de base en cours auprès de l'OFEN (p. ex. perspectives énergétiques, évaluations). D'autre part, il permet d'établir un bilan intermédiaire de la politique énergétique et de formuler des recommandations.

Le tableau ci-après offre un aperçu du choix des champs thématiques et des indicateurs placés au cœur du rapport de monitoring annuel. Les **indicateurs principaux**, qui appellent une attention particulière s'agissant de la Stratégie énergétique 2050, apparaissent en rouge. Les **indicateurs complémentaires**, qui revêtent de l'importance pour le contexte général de la Stratégie énergétique 2050, respectivement pour la transformation progressive du système énergétique, sont en bleu.

Champ thématique	Indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée)
Consommation et production énergétiques	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation énergétique finale par personne et par an</li> <li>• Consommation électrique par personne et par an</li> <li>• Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique)</li> <li>• Production électrique hydraulique</li> <li>• Évolution et moteurs de la consommation énergétique finale et de la consommation électrique</li> <li>• Consommation énergétique finale totale et par secteurs</li> <li>• Part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale</li> <li>• Consommation énergétique en fonction de l'application</li> <li>• Consommation énergétique finale et consommation électrique par rapport au PIB (intensité énergétique/électrique)</li> <li>• Installations photovoltaïques pour la consommation propre (total et dans les RCP)</li> </ul>
Développement du réseau	<ul style="list-style-type: none"> <li>• État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport</li> <li>• Enfouissement de lignes (câblage souterrain)</li> <li>• Investissements dans le réseau et amortissements (réseau de transport et réseau de distribution)</li> <li>• Compteurs intelligents (smart meters)</li> <li>• Outils de régulation de la tension (transformation)</li> <li>• Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)</li> </ul>
Sécurité de l'approvisionnement	<p><i>Perspective d'ensemble</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Consommation d'énergie finale par agents énergétiques (diversification)</li> <li>• Production électrique par agents énergétiques (diversification)</li> <li>• Solde importateur d'agents énergétiques et de combustibles nucléaires, production indigène (dépendance vis-à-vis de l'étranger)</li> </ul> <p><i>Électricité</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rapports concernant la sécurité de l'approvisionnement en électricité à court et moyen terme (suivi descriptif)</li> <li>• Adéquation du système (suivi descriptif)</li> <li>• Production électrique, importations et consommation au cours de l'année</li> <li>• Capacité d'importation (capacité de transfert nette ou NTC pour «net transfer capacity»)</li> <li>• Stabilité du réseau (violations du critère N-1)</li> <li>• Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau (SAIDI)</li> </ul> <p><i>Gaz naturel</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Installations de type bicomcombustible</li> <li>• Normes relatives aux infrastructures / critère N-1</li> </ul> <p><i>Pétrole</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diversification des moyens de transport</li> <li>• Portefeuille d'importation du pétrole brut</li> <li>• Importation de pétrole brut et de produits pétroliers</li> </ul>
Dépenses et prix	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Évolution et moteurs des dépenses énergétiques des consommateurs finaux</li> <li>• Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale</li> <li>• Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises</li> <li>• Évolution du prix des combustibles et des carburants pour les ménages</li> </ul>
Émissions de CO <sub>2</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant</li> <li>• Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie: globalement et par secteurs</li> <li>• Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie: de l'industrie et des services, en fonction de la création de valeur brute</li> <li>• Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie: des voitures de tourisme en fonction du parc et de la puissance des véhicules</li> </ul>
Recherche et technologie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique</li> <li>• Activités et programmes de recherche dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif)</li> </ul>
Environnement international	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Évolution des marchés globaux de l'énergie (suivi descriptif)</li> <li>• Évolutions au sein de l'UE (suivi descriptif)</li> <li>• Politique climatique internationale (suivi descriptif)</li> <li>• Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif)</li> </ul>

**Figure 2** Champs thématiques et indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée)

# Champ thématique Consommation et production énergétiques

Abaisser la consommation d'énergie et d'électricité en renforçant les mesures d'efficacité constitue l'un des axes de la Stratégie énergétique 2050 et, de ce fait, un important pilier de la législation en matière énergétique. Il en va de même du développement de la production électrique à partir de sources renouvelables pour compenser partiellement l'abandon progressif des capacités des centrales nucléaires. Le monitoring de la Stratégie énergétique 2050 analyse ces thématiques essentielles au fil de la transformation progressive du système énergétique de la Suisse. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent surtout les valeurs indicatives prévues par la LENE concernant la consommation d'énergie et d'électricité par personne ainsi que les valeurs indicatives concernant le développement de la production électrique à partir des nouvelles énergies renouvelables de même que de la production électrique hydraulique. Les critères retenus correspondent aussi aux principes légaux prévoyant que toute forme d'énergie doit être utilisée de manière efficace et économe (efficacité énergétique) et que les énergies renouvelables doivent couvrir la consommation énergétique globale dans une mesure substantielle. D'autres indicateurs complémentaires encore sont ajoutés à titre d'information contextuelles sur la consommation énergétique et la production électrique.

## Contrôle des valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie

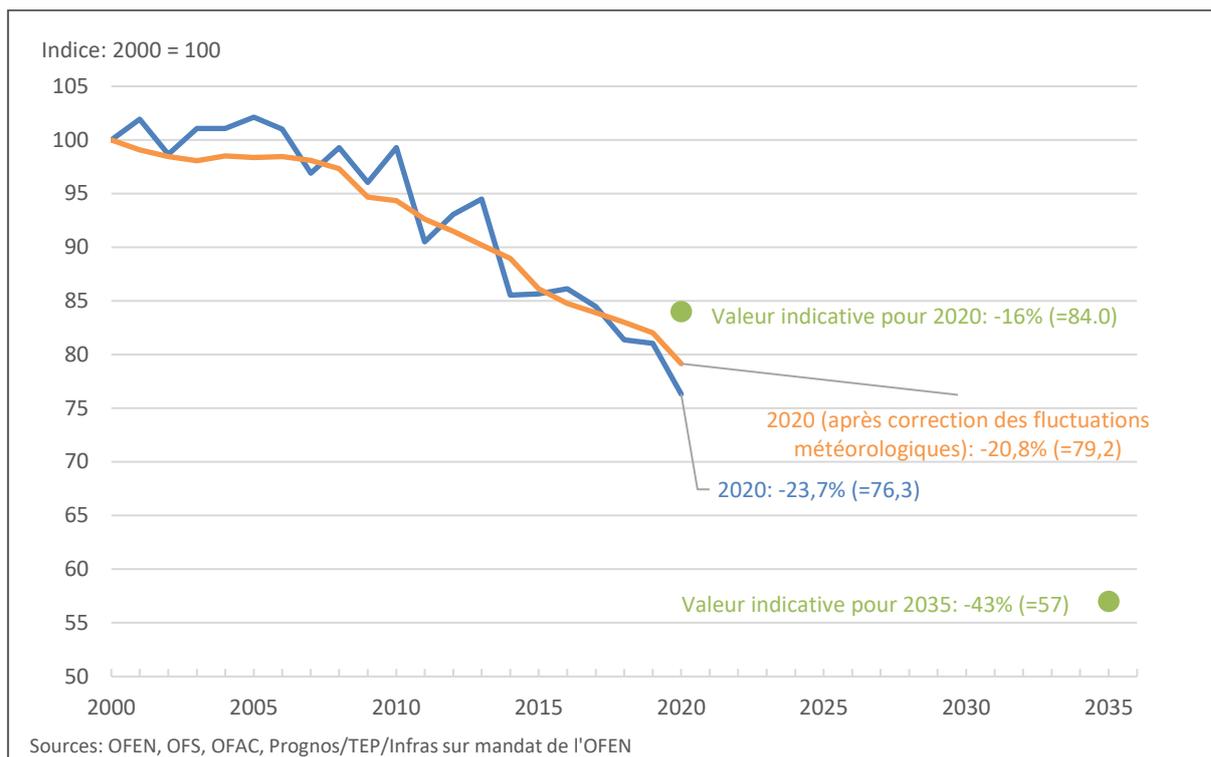
La LENE en vigueur prévoit des valeurs indicatives concernant la consommation d'énergie et d'électricité pour les années 2020 et 2035 par rapport à l'année de base 2000. Les perspectives énergétiques 2050 (Prognos, 2012) ont servi de base à la détermination de ces valeurs indicatives<sup>3</sup>. La consommation de carburant du trafic aérien international dans le secteur des transports et la consommation de gaz des compresseurs nécessaires à l'exploitation des gazoducs de transit pour le gaz naturel ne sont pas pris en compte. La différence statistique, qui comprend l'agriculture, n'a pas non plus été prise en considération. Outre l'évolution effective depuis 2000, le monitoring indique l'évolution corrigée de l'influence des facteurs météorologiques, car la consommation énergétique annuelle destinée à chauffer les locaux dépend particulièrement des conditions météorologiques<sup>4</sup>. La valeur de consommation corrigée permet de déduire la consommation énergétique de l'année sous rapport indépendamment des variations météorologiques, tandis que l'évaluation par habitant permet de suivre l'évolution de la consommation indépendamment de l'évolution démographique. Contrairement à la consommation énergétique et électrique, dont les valeurs indicatives sont exprimées en termes relatifs, le développement des énergies renouvelables est soumis à des valeurs indicatives absolues (*cf. ci-après*).

---

<sup>3</sup> Les valeurs indicatives mentionnées se réfèrent à celles qui figurent dans la loi sur l'énergie en vigueur. Compte tenu de la réorientation du système énergétique vers le nouvel objectif climatique «Zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050», ces valeurs ont été réexaminées et adaptées partiellement dans le cadre du message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, sur la base des perspectives énergétiques 2050+ (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Ces valeurs seront désormais également inscrites dans la loi en tant qu'objectifs contraignants, et non plus comme valeurs indicatives, aussi bien pour 2035 et que pour 2050.

<sup>4</sup> Les valeurs de consommation énergétique pour le chauffage des locaux, qui dépendent des conditions météorologiques, sont corrigées des influences météorologiques pour chaque agent énergétique grâce à la méthode basée sur les degrés-jours et l'ensoleillement (Prognos 2015). La part du chauffage des locaux dans la consommation énergétique finale repose sur les analyses de la consommation suisse d'énergie en fonction des affectations. Les facteurs annuels de correction des variations météorologiques se rapportent à la moyenne de tous les types de bâtiment et sont standardisés en référence à l'année 2000.

## Consommation énergétique finale par personne et par an



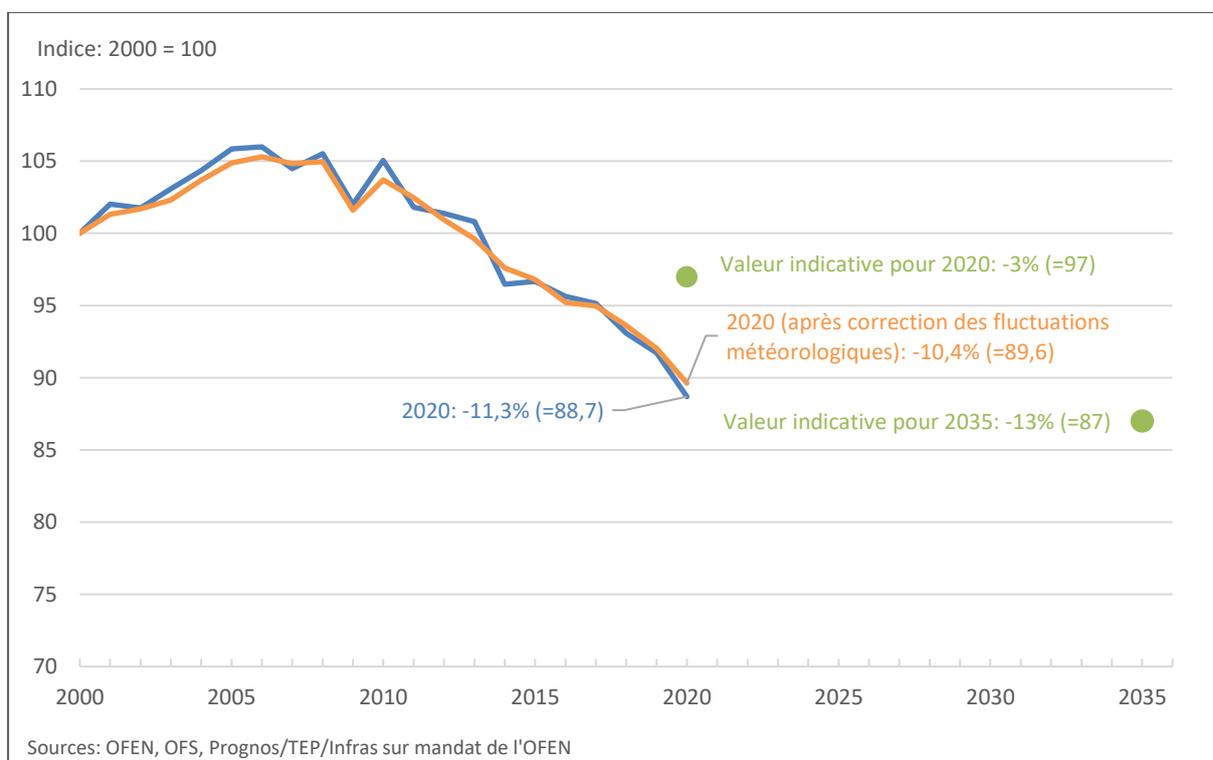
**Figure 3** Évolution de la consommation énergétique finale<sup>5</sup> par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant a baissé depuis l'an 2000, comme le montre la *figure 3*. Cette réduction découle du fait que la consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus était de 11,8% plus basse en 2020 qu'en l'an 2000, alors que l'effectif de la population avait augmenté de 20,2% durant ce laps de temps. La baisse marquée de la consommation finale en 2020 est principalement due à la forte diminution de la demande de carburant dans le domaine des transports suite à la pandémie de COVID-19 (cf. également l'indicateur suivant «*Consommation énergétique finale globale et par secteurs*»). Le recul de la consommation finale selon la définition des valeurs indicatives dans la LENE est plus faible, soit 8,2%, car le trafic aérien international et donc la forte baisse de la demande en kérosène ne sont pas pris en compte ici. La réduction recherchée de la consommation énergétique finale par habitant par rapport à l'année de référence 2000 est, selon la loi sur l'énergie en vigueur, de 16% jusqu'en 2020 et de 43% jusqu'en 2035. En 2020, la consommation énergétique par habitant était de 82,2 gigajoules (0,023 GWh), soit 23,7% de moins qu'en l'an 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 20,8%, soit mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (cf. *courbe orange*). Au cours des trois dernières années précédant la pandémie de COVID-19, la consommation énergétique par habitant était déjà inférieure à la valeur indicative en vigueur dans la LENE pour 2020. L'évolution des facteurs quantitatifs durant ces dernières années (comme la démographie, le PIB et le parc automobile) n'indique pas que la consommation énergétique finale en 2020 aurait fortement augmenté de façon inattendue par rapport à l'année précédente sans coronavirus: la valeur indicative valable pour 2020 dans la LENE aurait donc très probablement été atteinte même sans l'influence de la pandémie. À l'avenir, la consommation énergétique finale par habitant, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 2,2% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative prévue pour 2035. Ces dix dernières années, le recul moyen s'établissait à près de 1,7% par an et 1,4% si l'on ne prend en compte que les dix années précédant la pandémie jusqu'en 2019 inclus. La consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a reculé de

<sup>5</sup> Sans le trafic aérien international, sans la consommation de gaz des compresseurs de gazoduc de transit du gaz naturel, sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.

10,6% en 2020 par rapport à l'année précédente (respectivement de 5,1% selon la définition des valeurs indicatives dans la LEne). Outre les conséquences de la pandémie de COVID-19, cela est principalement dû aux températures plus chaudes, qui ont entraîné une baisse de la demande de chauffage. Sur l'ensemble de la période considérée de l'an 2000 à 2020, la consommation a été renforcée par les effets de quantité, à savoir tous les facteurs de croissance «purs» tels que la performance économique globale (à l'exclusion des facteurs structurels), la démographie, les surfaces de référence énergétique et le parc de véhicules à moteur. Les effets stimulant la consommation ont été compensés en particulier par des mesures politiques et par le progrès technologique. Entre l'an 2000 et 2020, la substitution du mazout par le gaz naturel et, toujours plus, par la chaleur à distance, la chaleur ambiante et le bois, a également induit une baisse de la consommation. S'agissant des carburants, on constate jusqu'en 2016 une substitution de l'essence par le diesel. Depuis le scandale du «dieselgate», cet effet est de nouveau plus faible (sources: OFEN, 2021a / OFS, 2021a / OFAC, 2021 / Prognos/TEP/Infras, 2021a+b).

## Consommation électrique par personne et par an



**Figure 4** Évolution de la consommation électrique<sup>6</sup> par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

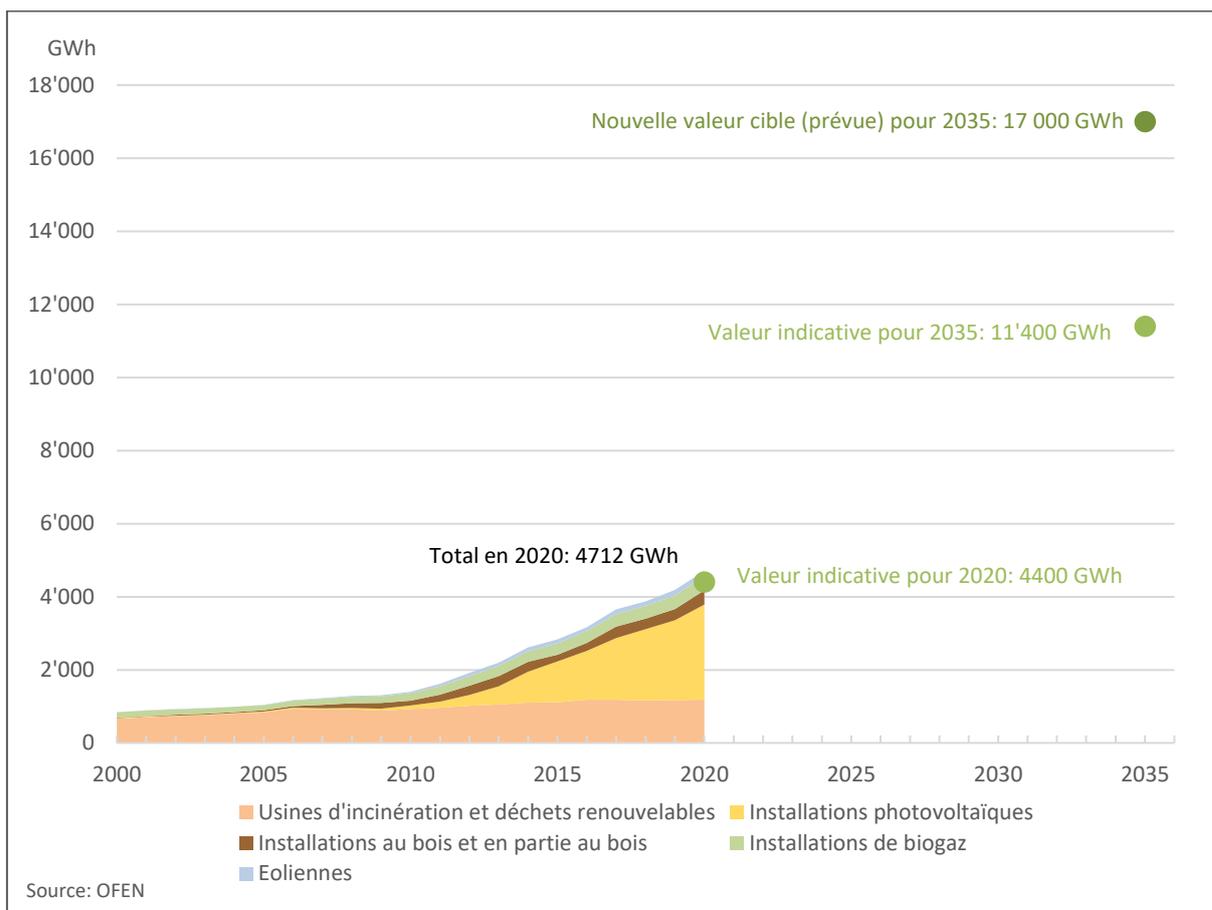
La consommation d'électricité par habitant a augmenté entre l'an 2000 et 2006, puisque la consommation d'électricité exprimée en chiffres absolus a progressé de 10,4% tandis que l'effectif de la population ne croissait que de 4,2%. Depuis 2006, cette tendance s'inverse, comme l'illustre la *figure 4*. La consommation d'électricité a fléchi de 3,6% entre 2006 et 2020, alors que l'effectif de la population progressait de 15,4% pendant la même période. La forte baisse de la consommation par habitant en 2009 s'explique par le net ralentissement économique. En comparaison avec la consommation finale, la pandémie de COVID-19 n'a eu qu'un effet mineur sur la consommation d'électricité pour l'ensemble de l'année 2020. L'impact a été avant tout de nature temporaire, depuis le début du confinement au milieu du mois de mars jusqu'aux premiers assouplissements fin avril. Selon la loi sur l'énergie en vigueur, la réduction visée de la consommation électrique par habitant est de 3% d'ici à 2020 et de 13% jusqu'en 2035 par rapport à l'année de référence 2000. En 2020, la consommation d'électricité par habitant était de 22,8 gigajoules (0,006 GWh), soit 11,3% de moins qu'en l'an 2000. Compte tenu de l'incidence des

<sup>6</sup> Sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.

conditions météorologiques, la baisse a été de 10,4% (cf. *courbe orange*). On se situe donc déjà en dessous de la valeur indicative fixée pour 2020. Cela aurait très probablement été le cas même sans la pandémie de COVID-19: depuis 2015, la consommation d'électricité par habitant est inférieure à la valeur indicative pour 2020. La diminution moyenne corrigée de l'incidence des conditions météorologiques est d'environ 1,4% par an pour les 10 dernières années. Même si la consommation d'électricité continuait à diminuer à ce rythme, la valeur indicative pour 2035 (-13%) ne pourra pas être atteinte sans effort supplémentaire: selon les Perspectives énergétiques 2050+, pour atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre jusqu'en 2050, il faut s'attendre à moyen terme à une augmentation significative de la demande d'électricité, ce qui complique la réalisation de l'objectif à l'avenir (mobilité électrique, pompes à chaleur, nouveaux consommateurs comme les électrolyseurs pour la production d'hydrogène, grandes pompes à chaleur, et à long terme technologies d'émission négative et systèmes de captage et de stockage du CO<sub>2</sub>). À moyen et long terme, de nouvelles améliorations significatives de l'efficacité en matière de consommation d'électricité sont par conséquent nécessaires pour compenser la consommation supplémentaire d'électricité résultant de l'électrification du système énergétique. En 2020, la consommation d'électricité exprimée en chiffres absolus a reculé de 2,6% par rapport à l'année précédente, principalement suite à la pandémie de COVID-19 et aux températures plus clémentes par rapport à l'année précédente. En premier lieu, des effets de quantité et dans une moindre mesure des facteurs structurels (p. ex. les différences de taux de croissance entre les branches) ont contribué sur le long terme à l'augmentation de la consommation électrique durant toute la période de l'an 2000 à 2020. Par contre, les instruments et mesures de politique énergétique (p. ex. les prescriptions politiques et les mesures volontaires de SuisseEnergie) et les développements technologiques (mesures de construction visant l'isolation thermique, recours à des chauffages, appareils électriques, éclairages, machines, etc. plus efficaces) ont eu pour effet de réduire toujours plus la consommation électrique (sources: OFEN, 2021a / OFS, 2021a / Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2021a+b / Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

## Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique)

En ce qui concerne la production, le futur abandon progressif des centrales nucléaires place la production électrique issue des énergies renouvelables au cœur de l'attention. C'est pourquoi, outre une augmentation de l'efficacité énergétique, la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer les nouvelles énergies renouvelables en tenant compte des exigences écologiques. Les valeurs indicatives exprimées en chiffres absolus qui sont inscrites dans la loi (art. 2, al. 1, LEné) concernent la production nationale, ce qui correspond au champ d'action des instruments de la loi. Il convient de noter que ces valeurs indicatives ne sont plus compatibles avec l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050. Sur la base des Perspectives énergétiques 2050+, il est donc prévu d'augmenter sensiblement les valeurs à moyen et long terme et de les ancrer dans la loi comme objectifs contraignants pour 2035 ainsi que pour 2050. Il s'agit de la proposition faite par le Conseil fédéral dans le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Le graphique et le commentaire suivants font donc également référence à ces nouvelles valeurs cibles.



**Figure 5** Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

La production d'électricité issue de sources renouvelables a augmenté depuis l'an 2000, comme le montre la *figure 5*. Cette augmentation s'est accélérée depuis 2010. En 2020, la production était de 4172 GWh, soit 7,2% de la production nette totale d'électricité (hormis la consommation des pompes d'accumulation). Pour l'année de référence 2010, la production électrique renouvelable était de 1402 GWh. Un accroissement net de quelque 3000 GWh était visé entre 2010 et 2020. Une augmentation de 3309 GWh a été effectivement enregistrée. La valeur indicative pour 2020 de 4400 GWh a donc été pleinement atteinte.

En 2020, l'accroissement net par rapport à l'année précédente est de 526 GWh; depuis 2011, il est en moyenne de 309 GWh par an. La valeur indicative pour 2035 selon la loi sur l'énergie en vigueur est de 11 400 GWh. Pour l'atteindre, un accroissement net moyen de 446 GWh par an est nécessaire. Un accroissement sensiblement plus élevé de 819 GWh par an est nécessaire pour parvenir à la valeur cible de 17 000 GWh compatible avec l'objectif de zéro émission nette, conformément au message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables.

La ventilation par technologie montre que le développement ne suit pas le même rythme pour tous les types de production d'électricité d'origine renouvelable: depuis 2010, le photovoltaïque a progressé le plus fortement en chiffres absolus. Il contribue aujourd'hui à environ 55,2% de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. La croissance des autres technologies a été sensiblement plus faible: la production électrique issue des usines d'incinération des ordures ménagères et des déchets renouvelables arrive en deuxième position (25,1%), suivie par les installations de combustion au bois et en partie au bois (part en 2020: 8,4%), le biogaz (part en 2020: 8,3%) et l'énergie éolienne (part en 2020:

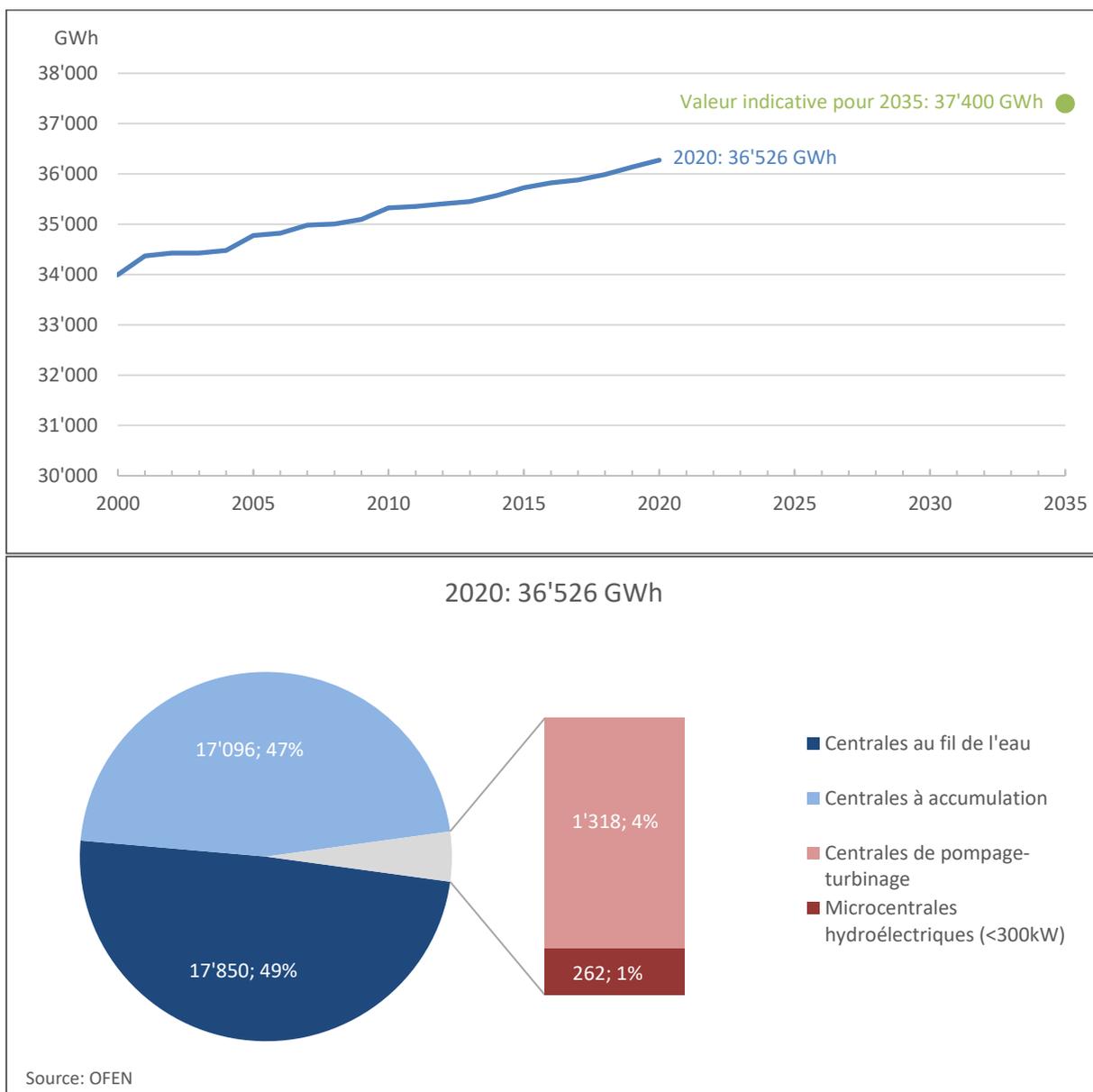
3,1%). Aucune installation géothermique n'a encore été réalisée pour produire de l'électricité (sources: OFEN, 2021a / Conseil fédéral, 2021b).

## Production hydroélectrique

La force hydraulique, qui assure la majeure partie de l'approvisionnement électrique de la Suisse, doit encore être développée conformément à la Stratégie énergétique 2050 et à la loi sur l'énergie. Selon la valeur indicative prévue à l'art. 2, al. 2, de la loi sur l'énergie en vigueur, la production moyenne visée est d'au moins 37 400 GWh en 2035 (aucune valeur indicative n'a été fixée pour 2020). S'agissant des centrales de pompage-turbinage, seule la production issue des apports naturels est prise en compte dans ces chiffres. La Stratégie énergétique 2050 et la loi sur l'énergie tablent, en ce qui concerne le développement de la production électrique hydraulique, sur une production moyenne probable<sup>7</sup> basée sur la Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE). Cette méthode est choisie parce qu'elle permet de lisser les fluctuations annuelles dues au climat ou au marché.

---

<sup>7</sup> Production moyenne probable à laquelle s'ajoute la production probable des microcentrales hydroélectriques <300kW, selon la Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) et dont est retranchée la consommation énergétique moyenne de l'ensemble des pompes d'alimentation (le rendement supposé des pompes d'alimentation est de 83%) et la consommation électrique nécessaire pour assurer le pompage-turbinage. Remarque: l'année de référence, la série chronologique et le graphique ont été modifiés ultérieurement en raison d'une correction exceptionnelle de la SAHE (cf. communiqué de presse de l'OFEN du 5 mai 2022).



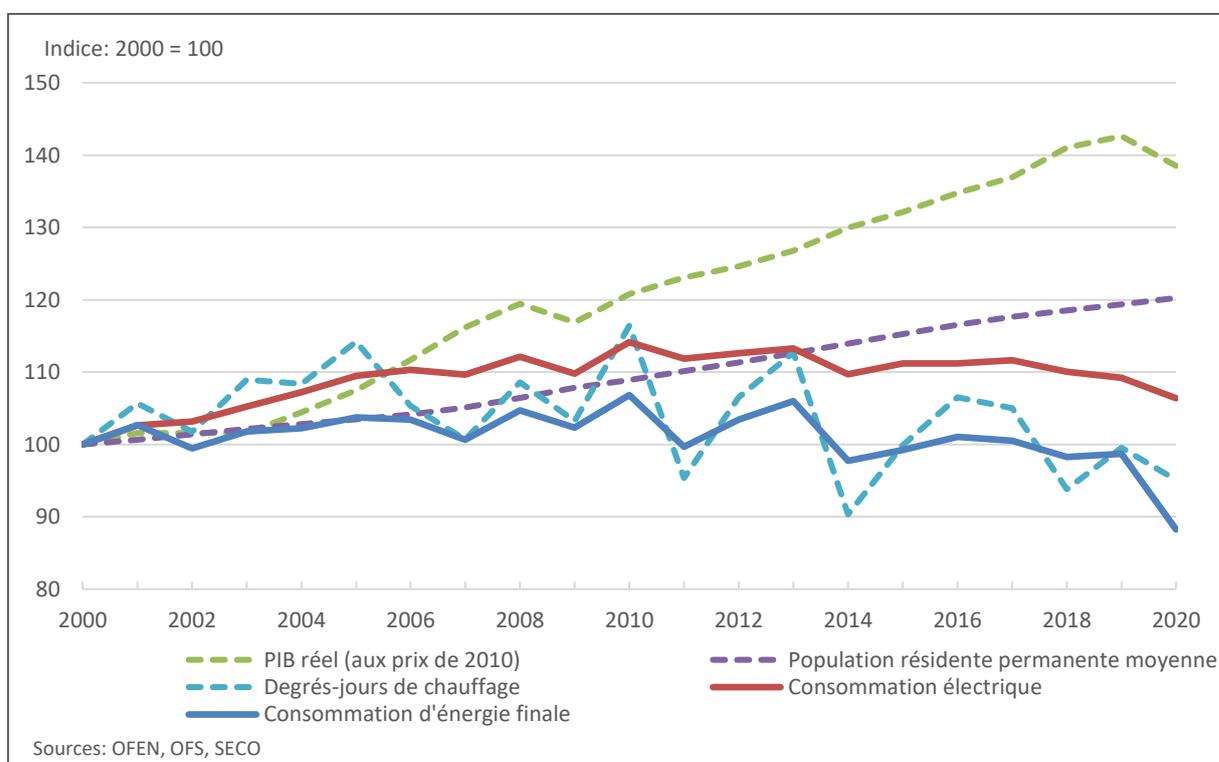
**Figure 6** Évolution de la production moyenne probable d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport

La *figure 6* (N. B.: l'échelle ne commence pas à zéro) montre que la production électrique hydraulique a continuellement progressé depuis l'an 2000, une évolution qu'expliquent surtout la construction de nouvelles installations et l'agrandissement ainsi que l'optimisation des installations existantes. La production moyenne attendue était de 36 526 GWh en 2020 (état au 1.01.2021), tandis qu'elle était de 35 354 GWh pour l'année de base, ici 2011 (état au 1.01.2012). Il faut obtenir un accroissement net d'environ 1900 GWh entre 2011 et 2035 pour atteindre la valeur indicative, 54,0% de cet accroissement ayant été réalisés jusqu'en 2020. En 2020, l'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 167 GWh. Il est en moyenne de 98 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net doit être de 58 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative fixée pour 2035. Le graphique inférieur illustre la répartition de la production moyenne attendue par types de centrales durant l'année sous rapport (diagramme circulaire). Les proportions sont restées plus ou moins constantes depuis 2000 (sources: OFEN, 2021b).

## Indicateurs complémentaires sur la consommation d'énergie et d'électricité

Outre les valeurs par habitant, l'observation globale de la consommation énergétique et électrique fournit d'importantes informations contextuelles sur les facteurs d'influence de la consommation et sur la transformation progressive du système énergétique de la Suisse tel qu'il se présente dans la Stratégie énergétique 2050. Contrairement aux indicateurs de consommation mentionnés ci-dessus, les indicateurs suivants sont délimités conformément à la Statistique globale suisse de l'énergie dans l'esprit d'une vue d'ensemble (le trafic aérien international et la différence statistique y sont compris, les chiffres ne sont pas corrigés des fluctuations météorologiques). En raison de l'impact significatif de la pandémie de COVID-19 sur les mouvements aériens mondiaux et les ventes de carburant d'aviation, des informations supplémentaires excluant le trafic aérien international ont été ajoutées si nécessaire pour l'année sous revue. En outre, les installations photovoltaïques pour la consommation propre seront examinées de plus près.

### Évolution et moteurs de la consommation d'énergie finale et d'électricité

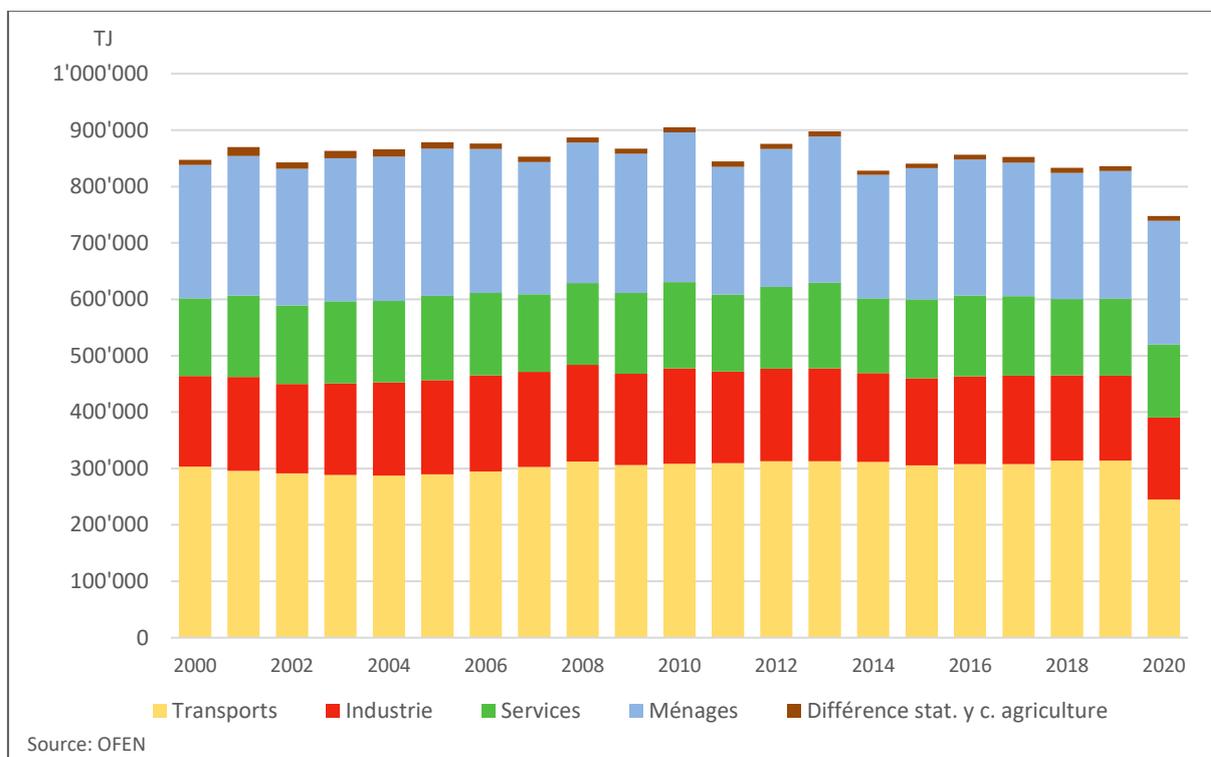


**Figure 7** Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)

La *figure 7* présente l'évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité de même que celle d'importants facteurs d'influence (croissance démographique, PIB et conditions météorologiques/degrés-jours de chauffage) depuis 2000. À court terme, les conditions météorologiques exercent une forte influence sur la consommation énergétique, tandis que le PIB et la croissance démographique, notamment, la déterminent à long terme. Sur l'ensemble de la période considérée, d'autres facteurs qui n'apparaissent pas dans le graphique influencent également l'évolution de cette consommation. En font notamment partie le progrès technologique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique et les effets de substitution qui apparaissent par le fait du changement d'agent énergétique dans un seul et même but (p. ex. le passage de l'essence au diesel pour les transports ou du mazout au gaz naturel pour le chauffage). On constate depuis 2000 une stabilisation de la consommation énergétique. La consommation électrique a quant à elle augmenté jusqu'à la fin des années 2000, avant de

ralentir sa progression et de laisser également pressentir une stabilisation, bien que la population et le PIB aient nettement crû entre 2000 et 2020. Le fléchissement du PIB en 2009 est dû au ralentissement économique causé par la crise financière et économique de l'époque, et celui de 2020, à l'impact de la pandémie de COVID-19. En 2011 et en 2014, les degrés-jours ont nettement diminué, ce qui a atténué la consommation énergétique et électrique. La baisse significative de la consommation finale en 2020 est principalement due à la pandémie de COVID-19 (source: OFEN, 2021a).

## Consommation énergétique finale globale et par secteurs



**Figure 8** Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs)

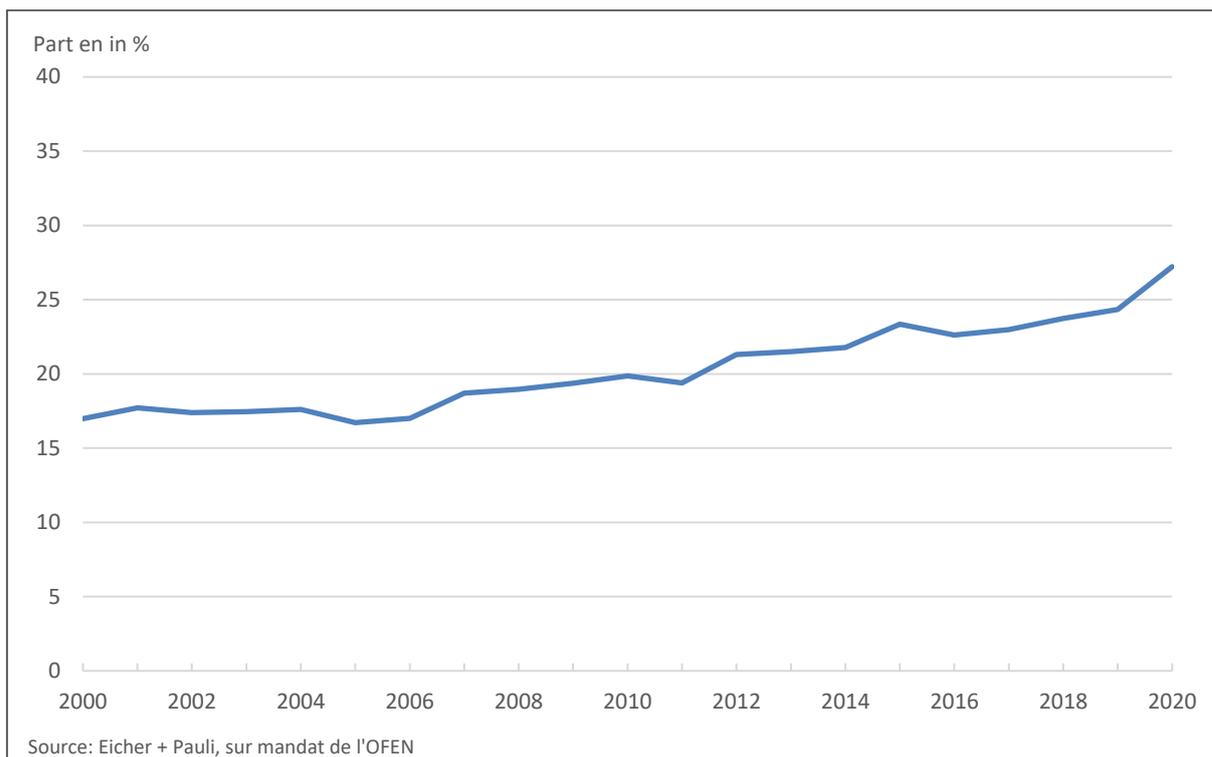
Selon la Statistique globale suisse de l'énergie, la consommation énergétique finale de la Suisse était de 747 400 térajoules (TJ) en 2020, soit une baisse sensible de 10,6% par rapport à 2019. Cette évolution s'explique surtout par la pandémie de COVID-19 et des températures plus élevées qu'en 2019. Depuis l'an 2000, la consommation énergétique finale a reculé de 11,8% (2000: 847 350 TJ), bien que la population ait augmenté d'environ 20,2%. Cette diminution notable par rapport à l'an 2000 tient elle aussi principalement à la pandémie de coronavirus. Au cours des trois années ayant précédé celle-ci, la baisse par rapport à l'an 2000 atteignait en moyenne -0,8%. En ventilant les secteurs, la *figure 8* montre l'impact temporel de la pandémie sur la consommation d'énergie dans le secteur des transports. Globalement, la consommation d'essence et de diesel a fléchi de 8,1% (essence: -11,4%; diesel: -5,2%). La part des carburants d'aviation a chuté de 62,2% (en l'occurrence, le trafic aérien international est pris en compte). Dans l'ensemble, la consommation du secteur des transports était en 2020 inférieure de 22,0% à celle de l'année précédente. Malgré ce recul, les **transports** représentent le principal groupe de consommateurs. En 2020, leur part était de 32,8% (2000: 35,8%; 2019: 37,6%). La part du trafic aérien international dans la consommation du secteur des transports n'était que de 11,9% en raison des conséquences historiques de la pandémie de COVID-19 sur les mouvements aériens mondiaux (2000: 21,0%; 2019: 24,9%). La part du **secteur de l'industrie** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 19,5% en 2020 (2000: 19,0%; 2019: 18,0%), tandis que celle du **secteur des services** était de 17,3% (2000: 16,3%; 2019: 16,3%). La part des **ménages** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 29,3% (2000: 27,9%; 2019: 27,1%).

Outre la pandémie, les températures plus clémentes en 2020 se sont traduites par un recul sensible de la consommation des agents énergétiques destinés au chauffage. Cela se reflète principalement dans la diminution de la consommation des ménages privés (-7720 TJ, -3,4%) et du secteur des services (-6660 TJ, -4,9%). La consommation énergétique de ces deux secteurs dépend en effet fortement des conditions météorologiques à court terme. On constate également une diminution de la consommation énergétique finale dans l'industrie (-4970 TJ, -3,3%). La consommation énergétique finale a fléchi dans tous les secteurs par rapport à l'an 2000 (ménages: -9570 TJ ou -7,3%; industrie: -15 230 TJ ou -9,5%; services: -8430 TJ ou -6,1%; transports: -58 160 TJ ou -19,2%), la baisse sensible dans le secteur des transports devant être interprétée avec prudence en raison de la pandémie de coronavirus. La consommation énergétique finale de ce secteur durant les trois années ayant précédé la pandémie était supérieure, en moyenne, de 2,9% à celle de l'an 2000.

**À long terme**, dans tous les secteurs, les facteurs quantitatifs constituent le plus puissant inducteur de consommation. Ces facteurs quantitatifs déploient leurs plus grands effets sur la consommation énergétique des ménages privés et des transports. Dans ces deux secteurs, on observe une augmentation sensible des facteurs depuis l'an 2000: population (+20,2%), surfaces de référence énergétique dans les logements (+31,4%), parc de véhicules à moteur (+36,1%). Le développement technique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique ont contrecarré les facteurs quantitatifs dans tous les secteurs: ils ont complètement compensé l'augmentation de la consommation générée par les facteurs quantitatifs dans tous les secteurs. La compensation à long terme de ces facteurs quantitatifs dans les transports tient principalement à leur forte diminution (recul de la demande de transports) en raison de la pandémie de coronavirus. En fin de compte, les effets de substitution ont également contribué à réduire la consommation énergétique, mais leur action s'est avérée bien moindre que celle du développement technique et des mesures politiques. La tendance à remplacer le mazout par le gaz naturel, par la chaleur à distance, par le bois ou par la chaleur ambiante dans le domaine du chauffage des locaux a revêtu une grande importance dans les secteurs des ménages privés et aussi des services. Concernant les carburants, on a relevé jusqu'en 2016 une substitution de l'essence par le diesel, mais cet effet s'est estompé depuis en raison du scandale lié aux gaz d'échappement. Sur le long terme, les facteurs structurels et les conditions météorologiques n'ont que faiblement influencé le niveau de consommation dans les différents secteurs.

**Tous secteurs confondus**, la hausse de la consommation énergétique due aux facteurs quantitatifs a été plus que compensée par le développement technique, les mesures politiques et les effets de substitution. C'est pourquoi la consommation énergétique finale a reculé depuis l'an 2000, malgré une nette augmentation de la population, du PIB, du parc de véhicules à moteur et des surfaces de référence énergétique (sources: OFEN, 2021a / Prognos/TEP/Infras, 2021a+b).

## Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale

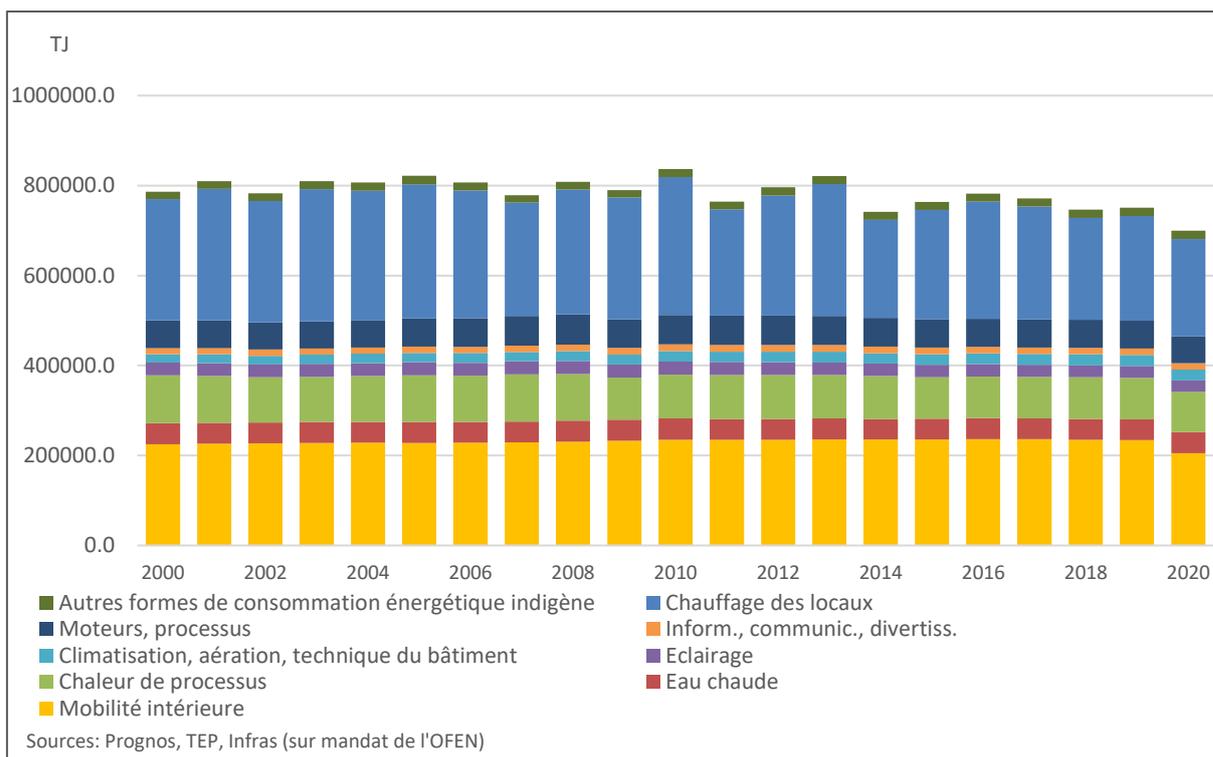


**Figure 9** Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)

Conformément à la Stratégie énergétique 2050 et à la loi sur l'énergie, les énergies renouvelables devront à l'avenir couvrir une part substantielle de la consommation d'énergie finale. La *figure 9* montre que la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale a augmenté depuis 2000. Cette croissance est plus importante depuis la moitié des années 2000. La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale était dans l'ensemble de 27,2% en 2020 (2019: 24,3%; 2000: 17,0%). L'augmentation significative de cette part par rapport à l'année précédente est due au fait que la pandémie de COVID-19 a eu peu d'impact sur l'expansion de la production d'électricité et de chaleur renouvelables, tandis que la consommation finale a considérablement diminué (source: Eicher + Pauli, 2021).

## Consommation d'énergie finale en fonction de l'application

L'analyse de la consommation énergétique en fonction de l'application met en exergue la répartition de la consommation globale entre les principales affectations telles que l'éclairage, le chauffage, la cuisine, les transports, etc. La plupart de ces affectations concernent plusieurs secteurs. Les affectations considérées sont d'une part celles dont la part dans la consommation totale est importante (p. ex. le chauffage des locaux, la chaleur industrielle, la mobilité, les processus et les moteurs). D'autres domaines, importants dans la société actuelle, jouent également un rôle (p. ex. l'éclairage ou l'information et la communication). L'étude de la consommation énergétique en fonction de l'application repose sur des analyses, elles-mêmes fondées sur des modèles, qui couvrent la consommation énergétique indigène. De ce fait, le trafic aérien international et le tourisme à la pompe ne sont pas pris en compte, contrairement à ce qui prévaut pour la consommation d'énergie finale recensée par la Statistique globale suisse de l'énergie.



**Figure 10** Évolution de la consommation d'énergie finale<sup>8</sup> en Suisse en fonction de l'application

La *figure 10* montre que la consommation énergétique finale en Suisse a sensiblement fléchi en 2020 par rapport à 2019 (−6,8%), principalement en raison du recul de la mobilité intérieure (−12,4%) et des températures plus chaudes. Le nombre de degrés-jours de chauffage a baissé de 4,4% et la consommation liée au chauffage des locaux, de 6,8%. De plus, en 2020, la consommation a également diminué par rapport à l'année précédente en matière de chaleur de processus (−3,4%), d'éclairage (−3,3%), de climatisation, aération et technique du bâtiment (−3,3%), de moteurs et processus (−3,8%) ainsi que dans diverses formes de consommation (−2,1%). La consommation liée à l'eau chaude (+3,0%) et à l'information, communication et divertissement (+0,3%) a en revanche progressé. Le besoin de chauffage des locaux fluctue fortement d'année en année en fonction des conditions météorologiques. Dans l'ensemble, il a toutefois sensiblement diminué depuis l'an 2000 (−19,7%; −13,0% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). La consommation liée à la chaleur de processus (−16,4%), à l'éclairage (−9,3%), aux moteurs et processus (−3,5%) et à la mobilité intérieure (−8,9%) a également fléchi par rapport à l'an 2000. Concernant cette dernière, la baisse de la consommation par rapport à l'an 2000 tient au net recul entre 2019 et 2020. La mobilité intérieure a cependant augmenté de 4,1% en 2019 par rapport à l'an 2000. La consommation liée à l'eau chaude (+1,7%), à la climatisation, aération et technique du bâtiment (+26,91%) ainsi qu'à diverses formes de consommation (+11,2%)<sup>9</sup> a augmenté. On observe aussi une hausse par rapport à l'an 2000 à la rubrique Information, communication et divertissement (+5,7%), dont la consommation diminue toutefois de nouveau depuis 2011. En 2020, la consommation énergétique finale indigène est dominée par les applications Chauffage des locaux (part de 30,9%) et Mobilité intérieure (29,3%). Les applications Chaleur de processus (12,8%) et Moteurs et processus (8,5%) jouent également un rôle important. Entre 2000 et 2020, la part du chauffage des locaux dans la consommation énergétique finale indigène a baissé de 3,3 points de pourcentage, tandis que celle de la mobilité intérieure progressait de 0,7 point de pourcentage. En 2019, la part de cette dernière avait augmenté de 2,6 points de pourcentage par rapport à l'an 2000. Les parts des

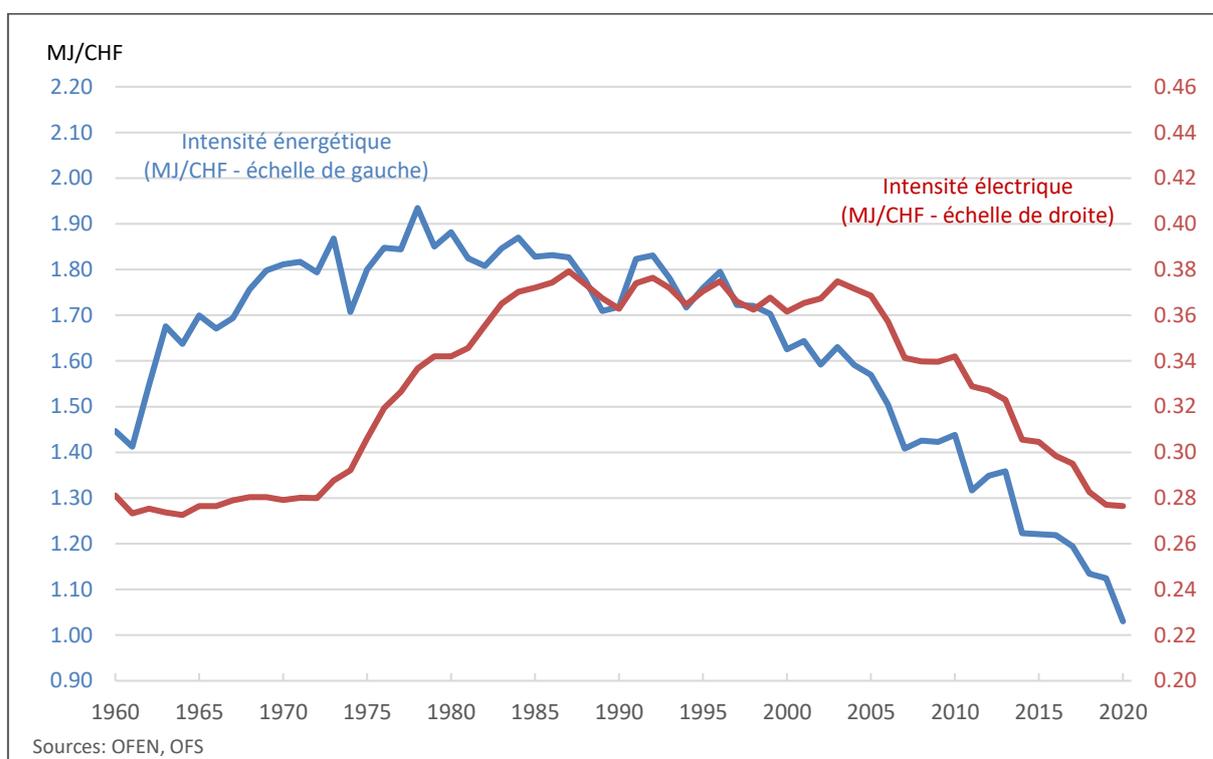
<sup>8</sup> La consommation d'énergie finale en Suisse correspond, dans sa représentation en fonction de l'application, à la consommation totale d'énergie finale diminuée des «autres carburants», qui comprennent la consommation du trafic aérien international et le tourisme à la pompe.

<sup>9</sup> Toutes les applications non attribuables à l'une des affectations mentionnées figurent dans la catégorie «Autres formes de consommation énergétique indigène». Cette rubrique comprend par exemple divers appareils ménagers électriques, les canons à neige et certaines parties des infrastructures de transport (infrastructure ferroviaire, tunnels, etc.).

autres applications, comparativement faibles, ne se sont que peu modifiées (source: Prognos/TEP/Infras, 2021b).

## Intensités énergétique et électrique

L'intensité énergétique est un indicateur couramment utilisé sur le plan international, outre la consommation énergétique par habitant, pour évaluer l'efficacité énergétique d'une économie. L'intensité énergétique désigne le rapport entre la consommation d'énergie finale et le produit intérieur brut réel (PIB). Une intensité énergétique en baisse indique l'utilisation accrue de méthodes de production modernes, énergétiquement efficaces, et généralement un découplage croissant de la consommation énergétique et du développement économique. Toutefois, l'intensité énergétique peut aussi baisser en raison de la mutation structurelle d'une économie, par exemple si elle évolue de l'industrie lourde vers une extension du secteur des services ou en cas de délocalisation des activités énergivores à l'étranger. Le monitoring annuel ne permet pas d'évaluer dans quelle mesure tel ou tel facteur a influencé l'intensité énergétique. Les indicateurs de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique sont présentés ci-après.



**Figure 11** Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel<sup>10</sup> (en MJ/CHF)

La *figure 11* illustre l'évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique sur le long terme. L'intensité énergétique (courbe bleue, échelle de gauche), qui a augmenté jusqu'à la fin des années 1970 pour atteindre 1,98 MJ/CHF, diminue continuellement depuis lors (2020: 1,03 MJ/CHF, 2019: 1,12 MJ/CHF). L'intensité électrique (courbe rouge, échelle de droite), qui est dans l'ensemble nettement plus faible que l'intensité énergétique, a grimpé de 1972 jusqu'à la fin des années 1980 pour atteindre 0,38 MJ/CHF. Elle est ensuite restée stable à ce niveau jusqu'au milieu des années 2000. Depuis, on observe une nette diminution pour l'intensité électrique également (2020: 0,28 MJ/CHF, 2019: 0,28 MJ/CHF). La pandémie de COVID-19 a eu un effet significatif sur l'intensité énergétique, la consommation finale d'énergie (-10,6%) ayant diminué bien plus fortement que le PIB (-2,4%) par rapport

<sup>10</sup> PIB aux prix de 2010 (état en septembre 2021).

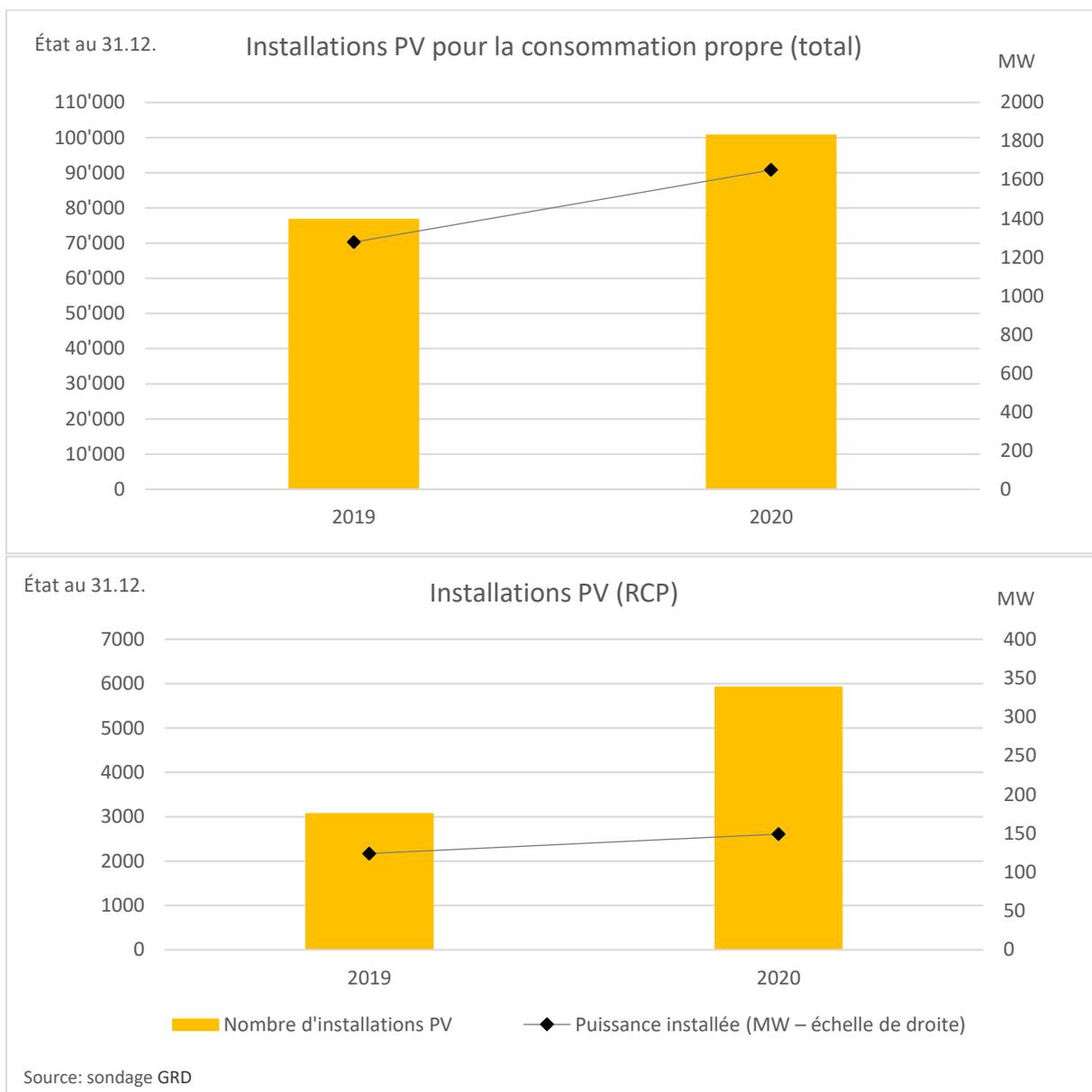
à 2019. L'intensité électrique n'est en revanche guère affectée, car la baisse de la consommation d'électricité (-2,6%) est parallèle à celle du PIB (source: OFEN, 2021a / OFS, 2021b)<sup>11</sup>.

## Installations photovoltaïques pour la consommation propre

La consommation propre d'électricité permet de réduire les frais d'acquisition d'énergie et incite ainsi à produire cette dernière individuellement. Elle revêt une grande importance dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, car elle constitue un moteur du développement et de la décentralisation de l'approvisionnement en électricité. Les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) présentent un fort potentiel en vue d'une utilisation décentralisée de l'énergie produite: plusieurs consommateurs situés à proximité d'une installation de production peuvent utiliser conjointement l'électricité qui y est générée. Des systèmes intelligents de commande et de réglage peuvent alors être mis en place, par exemple pour adapter activement la consommation à l'offre d'électricité (cf. indicateurs correspondants dans le champ thématique Développement du réseau). Les installations pour la consommation propre sont principalement photovoltaïques (installations PV), raison pour laquelle le monitoring publie des indicateurs relatifs à cette technologie de production d'électricité. Les données se fondent sur une enquête menée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) auprès des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et ne peuvent pas toutes faire l'objet de plausibilisations.

---

<sup>11</sup> Des études concernant d'autres pays montrent que la baisse de l'intensité énergétique est due pour une part importante à l'amélioration de l'efficacité énergétique au sein des secteurs et non pas seulement à la mutation structurelle (Voigt et al., 2014). Noailly et Wurlod (2016) estiment en outre pour la période 1975-2005, sur la base d'un échantillon de 18 pays de l'OCDE dont la Suisse, quels facteurs expliquent l'amélioration de l'efficacité énergétique à l'intérieur des secteurs. Ils attribuent la moitié des améliorations au progrès technologique et l'autre moitié aux effets de substitution vers d'autres facteurs de production.



**Figure 12** Installations PV pour la consommation propre (source: enquête auprès des GRD)<sup>12</sup>

La *Figure 12* indique le nombre d'installations PV qui ont été utilisées pour la consommation propre, réparti d'une part entre les installations autonomes, y compris les RCP, et d'autre part les seuls RCP. D'après les résultats de l'enquête, fin 2020, le nombre d'installations PV pour la consommation propre, y compris les RCP, a progressé de 30% par rapport à l'année précédente et s'inscrivait à 100 898 installations (env. 81% du total des installations PV). La puissance installée<sup>13</sup> a augmenté de 29%, à quelque 1651 MW. Selon les indications fournies, ces installations ont injecté au total 894 566 MWh d'électricité (2019: 746 724) dans le réseau de distribution. Les installations organisées en RCP ont presque doublé pour atteindre 5937 installations; leur puissance installée s'est accrue de 20%, à 149 MW. Ces RCP ont alimenté le réseau de distribution à hauteur de 75 864 MWh (2019: 50 899). Lorsque les RCP atteignent une consommation annuelle supérieure à 100 000 MWh, ils bénéficient

<sup>12</sup> Données provisoires qui ne peuvent pas toutes faire l'objet d'une plausibilisation.

<sup>13</sup> Puissance de l'onduleur (puissance AC). Correspond à env. 80% à 90% de la puissance du module (puissance DC).

d'un libre accès au marché. En 2020, 66 (2019: 36) de ces RCP comportant des installations PV ont acquis leur électricité sur le marché (source: GRD, 2021).

Aucune mesure de la production n'est prescrite pour les petites installations de moins de 30 kVA. La consommation propre spécifique ne peut donc pas être chiffrée de manière exacte, car seule l'énergie excédentaire (énergie non consommée par les exploitants eux-mêmes, mais injectée dans le réseau contre rémunération) est recensée. La puissance installée et l'énergie excédentaire permettent néanmoins d'estimer la consommation propre moyenne des installations PV. En 2020, une installation PV affichait une puissance de quelque 985 kWh par kWp installé, mais ces valeurs peuvent varier très fortement selon l'orientation et la région. **La consommation propre des installations PV (y c. les petites installations et les RCP, puissance DC) est ainsi évaluée à quelque 0,82 milliard de kWh en 2020, soit environ 1,5% de la consommation d'électricité globale de la Suisse, qui s'établissait à 55,7 milliards de kWh cette même année. Le taux moyen de consommation propre, s'inscrivait à près de 48% pour les installations PV; en d'autres termes, près de la moitié de l'électricité était consommée directement sur place, le reste étant injecté dans le réseau de distribution** (sources: GRD, 2021 / OFEN, 2021c / Swissolar, 2021 / calculs de l'OFEN).

# Champ thématique Développement du réseau

La Stratégie énergétique 2050 et la transformation du système énergétique qu'elle implique, ainsi que le contexte international posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques, qui relie la production à la consommation, est particulièrement crucial. C'est l'objectif que vise la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques)<sup>14</sup>, qui fait partie de la Stratégie énergétique 2050 bien qu'il ait été élaboré dans le cadre d'un projet distinct (Conseil fédéral, 2016). Le monitoring se concentre actuellement sur les réseaux électriques en recourant aux indicateurs État d'avancement et durée des projets de réseau, Enfouissement de lignes, Investissements dans le réseau et amortissements ainsi qu'aux indicateurs sur le développement du réseau intelligent.

L'approvisionnement en électricité des consommateurs finaux de la Suisse est actuellement assuré par quelque 630 gestionnaires de réseau. Le réseau électrique se compose de lignes, de sous-stations et de stations transformatrices. Il est exploité à une fréquence de 50 Hertz (Hz) et à différents niveaux de tension. On distingue les sept niveaux de tension (niveaux de réseau) suivants:

**Niveau de réseau 1:** réseau de transport à très haute tension (de 220 kilovolts (kV) à 380 kV)

**Niveau de réseau 3:** réseaux de distribution suprarégionaux à haute tension (de 36 kV à moins de 220 kV)

**Niveau de réseau 5:** réseaux de distribution régionaux à moyenne tension (de 1 kV à moins de 36 kV)

**Niveau de réseau 7:** réseaux de distribution locaux à basse tension (moins de 1 kV)

Les niveaux de réseau 2 et 4 (sous-stations, postes de transformation) ainsi que 6 (station transformatrice) sont des niveaux de transformation.

## État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport

La Stratégie énergétique 2050 et la stratégie Réseaux électriques instituent des conditions-cadres fiables pour un développement des réseaux en temps utile, adapté aux besoins et qui garantisse la sécurité d'approvisionnement en électricité. À cet effet, on a développé des directives visant à déterminer les besoins de transformation et d'extension des réseaux électriques suisses, optimisé les procédures d'autorisation des projets de ligne tout en élaborant les critères et directives décisionnels permettant d'opter soit pour une ligne souterraine, soit pour une ligne aérienne. Les nouvelles règles doivent accroître la transparence du processus de planification du réseau et améliorer globalement l'acceptation des projets de réseau, l'attention portant plus particulièrement sur le réseau suisse de transport. Celui-ci doit garantir, sur de longues distances, le transport sûr et en quantités suffisantes de l'énergie importée et de l'énergie injectée aux centres de production indigènes à destination des centres de consommation. Il doit aussi compenser à large échelle, grâce aux importations, aux exportations et à la complémentarité des divers parcs de centrales, les fluctuations de l'injection d'énergies renouvelables.

### Phases et déroulement d'un projet de réseau de transport

*Avant-projet:* la société nationale du réseau de transport Swissgrid élabore un avant-projet comprenant les principaux éléments du projet de réseau, comme base pour la procédure de plan sectoriel. Elle garantit que les intérêts des cantons concernés soient intégrés dans la planification aussi tôt que possible. La phase de l'avant-projet débute, dans le présent monitoring, par esprit de simplification, avec le lancement du projet et elle se termine en général par le dépôt de la demande d'intégration du projet dans le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE). Lorsqu'un projet n'a pas encore atteint le stade

<sup>14</sup> Cf. [www.developpementreseaux.ch](http://www.developpementreseaux.ch).  
30/104

de l'avant-projet ou le stade de la construction au sens propre et qu'il se trouve donc encore dans une phase très précoce de planification, le rapport de monitoring le mentionne comme *idée de projet*.

*Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE):* lorsqu'au niveau du réseau de transport, un projet de ligne comporte des incidences considérables sur l'espace et l'environnement, une procédure de plan sectoriel doit être conduite avant l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (cf. ci-dessous). Le PSE est déterminant s'agissant des lignes électriques. L'OFEN est responsable des procédures de PSE. Il est soutenu dans cette tâche par l'Office fédéral du développement territorial (ARE). La procédure de plan sectoriel permet d'une part de définir une **zone de projet**, puis un **corridor de projet** pour le tracé de la future ligne. Elle apporte en outre une réponse à la question de la **technologie de transport** à adopter (ligne aérienne ou ligne souterraine). La phase PSE débute au dépôt de la demande de PSE par Swissgrid et elle se termine par la décision du Conseil fédéral, consignée dans la fiche d'objet correspondante fixant le corridor de projet. Cette décision étant contraignante pour les autorités, celles-ci doivent en tenir compte dans la procédure d'approbation des plans et lors de leurs autres activités ayant des effets sur l'aménagement du territoire.

*Projet de construction:* le corridor de projet étant fixé, Swissgrid élabore concrètement le projet de réseau dans le cadre d'un projet de construction. Swissgrid doit alors veiller à ce que la ligne soit réalisée selon la technologie de transport définie et que son tracé corresponde au corridor de projet arrêté. Dans le présent monitoring, la phase de projet de construction commence en général au moment où le corridor de projet est arrêté (c'est-à-dire au moment où la phase de PSE se termine), et s'achève avec le dépôt, par Swissgrid, de la demande d'approbation des plans auprès de l'Inspection fédérale des installations à courant fort (ESTI). S'il s'agit d'un projet sans PSE, le début du projet de construction est défini conformément à la norme SIA correspondante.

*Procédure d'approbation des plans (PAP):* Swissgrid soumet ensuite le projet de construction concret (projet de mise à l'enquête) à l'ESTI en lui joignant la demande d'approbation des plans, qui constitue l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (PAP). L'ESTI a la compétence d'examiner les dossiers et d'approuver les plans. La PAP permet de vérifier qu'un projet de construction concret respecte les prescriptions de sécurité et les exigences légales, notamment les dispositions du droit de l'environnement et de l'aménagement du territoire. Simultanément, l'ESTI contrôle que le projet de construction est compatible avec les intérêts des personnes privées (propriétaires fonciers, riverains). Si l'ESTI n'est pas en mesure de lever toutes les oppositions ou régler les différences avec les autorités fédérales impliquées, elle transmet le dossier à l'OFEN, qui poursuit la PAP pour rendre finalement une décision d'approbation des plans, à condition que le projet remplisse les conditions légales. Cette décision règle aussi les éventuelles oppositions (également en matière d'expropriation). Les parties peuvent former recours contre cette décision devant le Tribunal administratif fédéral (TAF), puis dans certains cas auprès du Tribunal fédéral (TF). Dès lors que l'OFEN a accepté la demande d'approbation des plans et qu'aucun recours n'est déposé dans les délais légaux, l'approbation des plans entre en force et Swissgrid peut réaliser le projet de ligne.

*Réalisation:* dans le monitoring, le début de la phase de réalisation coïncide avec la date de la décision exécutoire d'approbation des plans. La réalisation s'achève à la mise en service du projet de réseau.

En avril 2015, la société nationale du réseau Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau<sup>15</sup> qui tient compte de la sortie progressive de l'énergie nucléaire prévue par la Stratégie énergétique 2050 et qui prévoit, d'ici à 2025, des projets correspondants visant à renforcer et à développer le réseau de transport. Le présent monitoring examine l'état d'avancement et la durée des projets concernant le réseau de transport en se référant au Réseau stratégique 2025 présenté par Swissgrid (ch. 1 à 10) de même que d'autres projets parfois initiés par des tiers. L'attention se concentre sur les projets de ligne qui sont décrits dans la *figure 13*. Un fondement essentiel de la planification du réseau sera, à l'avenir, le scénario-cadre dans le domaine de l'économie énergétique qui a été introduit légalement

<sup>15</sup> Cf. [www.swissgrid.ch/reseau2025](http://www.swissgrid.ch/reseau2025).

avec la stratégie Réseaux électriques. Il fournit aux gestionnaires de réseau des niveaux 1 et 3 des informations sur le développement futur du réseau et constitue donc une base importante, qui leur permet de déterminer s'il est nécessaire d'étendre le réseau et d'élaborer ou d'actualiser leurs propres plans pluriannuels. Le Conseil fédéral a ouvert la consultation sur le premier scénario-cadre en novembre 2021. Après son approbation par le Conseil fédéral, le scénario-cadre est contraignant pour les autorités. Il est vérifié et actualisé tous les quatre ans (Conseil fédéral, 2021i).

Projet de réseau	Description et objectif principal	État d'avancement actuel <sup>16</sup>	Année de mise en service prévue <sup>17</sup>
<b>1. Chamoson-Chippis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nouvelle ligne aérienne à 380 kV de 30 km entre Chamoson et Chippis</li> <li>Démantèlement de près de 89 km de ligne dans la plaine du Rhône</li> <li>Écoulement de la production des centrales hydroélectriques du Valais</li> <li>Amélioration du raccordement du Valais aux réseaux à très haute tension suisse et européen</li> <li>Contribution à la sécurité du réseau suisse</li> </ul>	Réalisation	2022
<b>2. Bickigen-Chippis (ligne de la Gemmi)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Adaptation des sous-stations de Bickigen et Chippis et du tracé sur 106 km par un relèvement de la tension à 380 kV</li> <li>Installation d'un transformateur de couplage 220/380 kV dans la station de couplage de Chippis</li> <li>Amélioration du transport de la production électrique valaisanne hors du canton</li> <li>Contribution à la sécurité de l'approvisionnement</li> </ul>	PAP OFEN	2027
<b>3. Pradella-La Punt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Relèvement de la tension de 220 à 380 kV sur 50 km du tracé actuel</li> <li>Transformation de la station de couplage de Pradella et agrandissement pour une tension de 380 kV.</li> <li>Élimination du goulet d'étranglement actuel</li> <li>Contribution à la sécurité des réseaux suisse et européenne</li> </ul>	Réalisation	2022
<b>4. Chippis-Lavorgo</b> 4.1. Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône) 4.2. Mörel-Ulrichen («Gommerleitung») 4.3. Chippis-Stalden 4.4. Airolo-Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Relèvement de la tension à 380 kV sur les 124 km de l'axe Chippis-Mörel-Lavorgo (Chippis-Stalden reste à 220 kV)</li> <li>Démantèlement des lignes existantes sur 67 km</li> <li>Complément au principal axe d'approvisionnement du Tessin</li> <li>Élimination d'un goulet d'étranglement critique</li> </ul>	4.1. PAP OFEN 4.2. Réalisation (Mörel-Ernen) / En service (Ernen-Ulrichen) 4.3. PAP OFEN (Agarn-Stalden) / PAP OFEN (Chippis-Agarn) 4.4. PAP ESTI	2032
<b>5. Beznau-Mettlen</b> 5.1. Beznau-Birr 5.2. Birr-Niederwil 5.3. Niederwil-Obfelden 5.4. Mettlen-Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> <li>Optimisation du tracé actuel sur 40 km par le relèvement de la tension à 380 kV et renforcements sur 24 km</li> <li>Élimination de goulets d'étranglement structurels</li> <li>Création des conditions permettant de combiner, en fonction des besoins, la flexibilité des centrales hydroélectriques indigènes avec l'énergie fluctuante issue des installations éoliennes et photovoltaïques</li> </ul>	5.1. En service 5.2. Avant-projet 5.3. PSE 5.4. Avant-projet	2031
<b>6. Bassecourt-Mühleberg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Renforcement de la ligne actuelle sur 45 km par le relèvement de la tension à 380 kV, car la désaffectation prévue de la centrale nucléaire de Mühleberg entraînera la suppression d'une part de l'injection d'énergie à Mühleberg au niveau de réseau de 220 kV</li> <li>Contribution à la sécurité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse</li> </ul>	Réalisation	2023
<b>7. Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Installation d'une solution de transformation entre les réseaux à 220 kV et à 380 kV</li> <li>Amélioration du transport de l'énergie hydroélectrique produite dans la vallée de la Maggia</li> <li>Contribution à la sécurité d'approvisionnement du Tessin</li> </ul>	Idée de projet	2035

<sup>16</sup> État au 15 octobre 2021

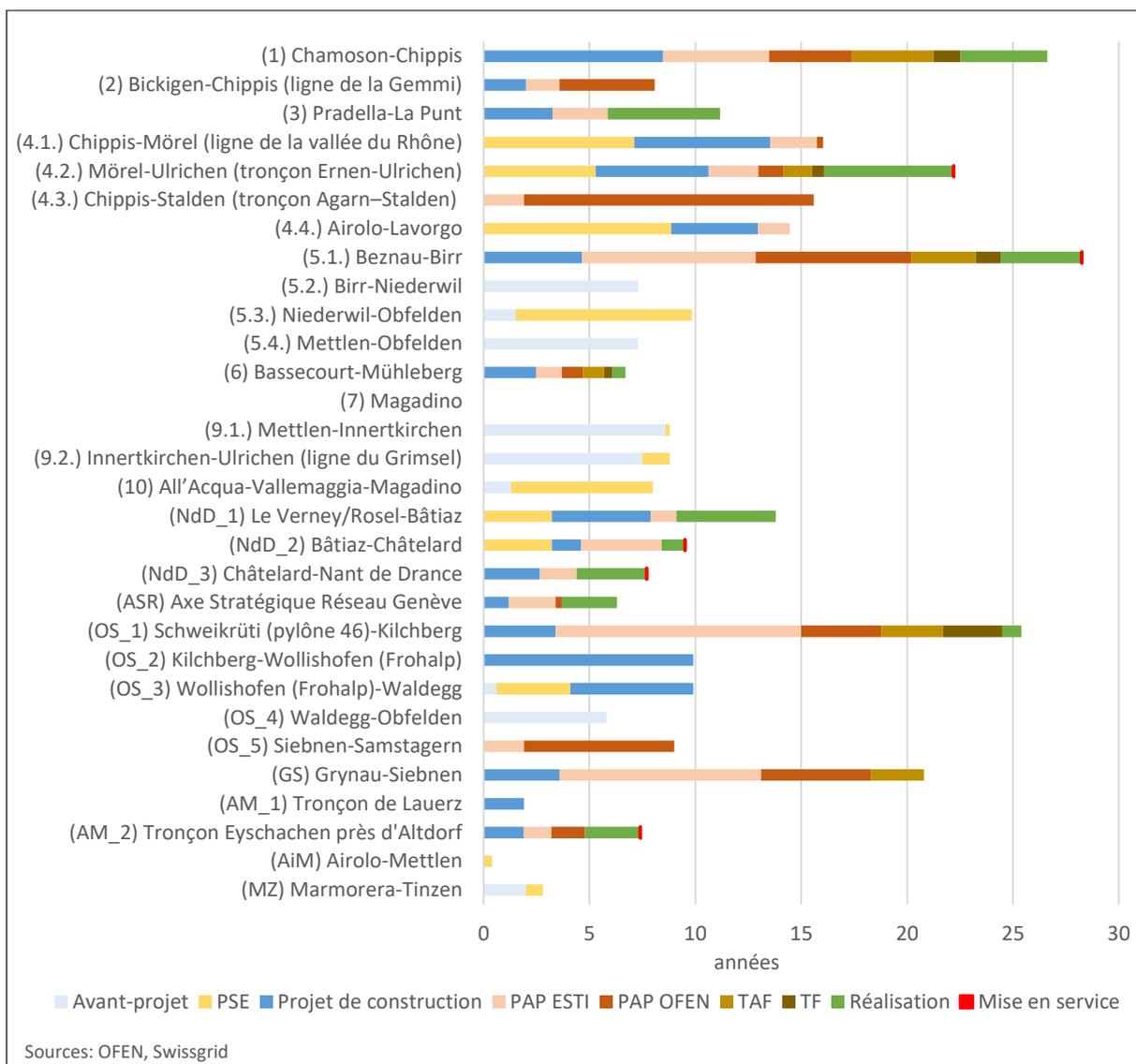
<sup>17</sup> Selon la planification Swissgrid.

<b>8. Génissiat-Foretaille</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Renforcement (remplacement du câble conducteur) sur 17 km de la double ligne actuelle à 220 kV</li> <li>• Élimination des fréquentes congestions survenant en cas d'importations en provenance de la France</li> </ul>	En service	Terminé et mis en service en 2018
<b>9. Mettlen-Ulrichen</b> 9.1. Mettlen-Innertkirchen 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grimsel)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Renforcement sur quelque 88 km en vue du relèvement prévu à 380 kV de la ligne à 220 kV actuelle</li> <li>• Important pour raccorder de nouvelles centrales de pompage-turbinage au réseau de 380 kV et permettre le transport de l'énergie dans le reste de la Suisse</li> </ul>	9.1. PSE 9.2. PSE	2035
<b>10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nouvelle ligne à 220 kV dans la vallée de la Maggia</li> <li>• Démantèlement de la ligne existante datant des années 1960, d'où une réduction de l'impact sur les magnifiques paysages de l'Alto Ticino</li> <li>• Extension de la capacité du réseau pour transporter l'énergie produite par les centrales hydrauliques de la vallée de la Maggia</li> <li>• Amélioration de la future sécurité d'approvisionnement au Sud des Alpes, la production des centrales devant actuellement être réduite</li> </ul>	PSE	2035
<b>Raccordement de Nant de Drance</b> NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiatz NdD_2 Bâtiatz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raccordement de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance au réseau à très haute tension</li> <li>• Partie du réseau stratégique de Swissgrid dans son réseau initial</li> <li>• Contribution à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables</li> </ul>	NdD_1 Réalisation NdD_2 En service NdD_3 En service	2022
<b>Axe Stratégique Réseau (ASR) dans la région de Genève</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enfouissement de la ligne à 220 kV existante reliant Foretaille à Verbois sur env. 4,5 km le long de l'aéroport de Genève</li> </ul>	Réalisation	2024
<b>Obfelden-Samstagern</b> OS_1 Schweikrüti (pylône 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)-Waldegg OS_4 Obfelden-Waldegg OS_5 Siebnen-Samstagern	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Développement ou remplacement des lignes à 150 kV existantes entre la sous-station d'Obfelden, la sous-station prévue de Waldegg et celle de Samstagern par une ligne à 380/220 kV</li> <li>• Amélioration de l'approvisionnement en énergie des centres de consommation que sont la ville de Zurich et la région de Thalwil</li> </ul>	OS_1 Réalisation OS_2 Projet de construction OS_3 Projet de construction OS_4 Avant-projet OS_5 PAP OFEN	2030
<b>Gryneau-Siebnen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remplacement de la ligne à 220 kV existante par une nouvelle ligne à 380 kV (comblement des lacunes du réseau à 380 kV)</li> <li>• Amélioration de la sécurité d'approvisionnement dans la région du lac de Zurich/de la plaine de la Linth; et augmentation de la capacité d'importation depuis le Nord</li> </ul>	PAP OFEN	2028
<b>Amsteg-Mettlen</b> AM_1 Lauerz AM_2 Evschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AM_1: Swissgrid déplace la ligne hors de la zone de glissement au-dessus de Lauerz (SZ)</li> <li>• AM_2: Swissgrid et les CFF déplacent les lignes à haute tension situées dans la plaine uranaise</li> </ul> Cela libérera de l'espace dans les zones d'habitation d'Attinghausen et dans le pôle de développement prioritaire de Werkmatt Uri.	AM_1 Projet de construction AM_2 En service	2030
<b>Airolo-Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regroupement de l'infrastructure dans le second tube du tunnel routier du Gothard</li> <li>• Enfouissement planifié au niveau du Gothard de la ligne à 220 kV existante Airolo-Mettlen sur un tronçon de 18 km</li> <li>• Élément important de la liaison nord-sud pour l'approvisionnement en électricité en Suisse et en Europe</li> <li>• Démantèlement de la ligne aérienne existante, qui comprend plus de 60 pylônes, sur une distance de 23 km; cette ligne passe actuellement par le col du Gothard et les gorges de Schöllenen dans le canton d'Uri</li> </ul>	Avant-projet	2029
<b>Marmorera-Tinzen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La ligne à haute tension entre Marmorera et Tinzen dans la région d'Albula (GR) ne satisfait plus à l'état de la technique et doit être remplacée (tension de 220 kV comme actuellement).</li> </ul>	PSE	2030

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La ligne joue un rôle important pour le transport de l'énergie des centrales hydroélectriques de Bergell vers les centres de consommation du Plateau.</li> </ul>		
--	---	--	--

**Figure 13:** Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2021)

La *figure 14* présente la durée des phases des divers projets de réseau. L'indication de la durée des phases d'un projet est simplifiée en ce sens que les itérations supplémentaires au cours du projet ne sont pas représentées en détail (p. ex. renvoi du dossier à l'OFEN en raison d'une décision du Tribunal administratif fédéral et/ou du Tribunal fédéral). Les décisions des tribunaux peuvent conduire à réitérer certaines phases de projet, mais la durée totale des différentes phases est représentée comme si elles se déroulaient linéairement et sans itération. La figure ne permet pas encore de préciser dans quelle mesure la Stratégie énergétique 2050 et la stratégie Réseaux électriques pourront déployer les effets souhaités d'une optimisation continue des procédures. La législation afférente n'est entrée en vigueur qu'au début du mois de juin 2019.



**Figure 14:** Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2021, en années)<sup>18</sup>

<sup>18</sup> **Remarques méthodologiques:** a) pour les projets de réseau dont l'histoire antérieure est déjà longue, la durée a été calculée à partir du nouveau lancement du projet concerné; b) pour les projets de réseau dont l'histoire antérieure est déjà longue, les phases de l'avant-projet et du projet de construction ne sont plus toujours identifiables, raison pour laquelle elles n'apparaissent pas dans certains cas dans la figure; c) d'entente avec Swissgrid, des hypothèses ont été retenues pour les dates de référence qui ne sont plus précisément traçables aujourd'hui; d) lorsque les instances judiciaires ont renvoyé une «décision PAP» à l'OFEN, la durée supplémentaire de la procédure a été répartie à raison de moitié entre la phase «PAP de l'OFEN» et la phase «projet de construction».

## **Description sommaire des divers projets de réseau (état au 15 octobre 2021):**

### **1. Chamoson-Chippis**

La construction de la ligne reliant Chamoson à Chippis, en Valais, a été initiée avant même l'élaboration du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE). Ce projet a traversé des années durant les phases de planification et d'autorisation. Une étape importante était franchie en 2017: par son arrêt du 1<sup>er</sup> septembre 2017, le Tribunal fédéral rejetait les recours formés contre le jugement du Tribunal administratif fédéral du 14 décembre 2016, confirmant ainsi en dernière instance la «décision PAP» rendue par l'OFEN en date du 19 janvier 2015. Swissgrid a ensuite commencé la réalisation de la nouvelle ligne aérienne. Les travaux proprement dits ont débuté en 2018 et sont déjà bien avancés, d'après les informations de Swissgrid. Le projet continue de rencontrer une forte résistance au sein de la population, même pendant la phase de réalisation. La mise en service de la ligne était initialement prévue pour 2021, mais Swissgrid l'avait reportée à l'été 2022, car l'accès à certaines parcelles destinées à recevoir des pylônes devait encore être clarifié. Les procédures concernant les accès aux emplacements des pylônes ainsi que les procédures relatives aux surtensions sont terminées entre-temps. La mise en service est prévue pour 2022.

### **2. Bickigen-Chippis**

S'agissant du relèvement de la tension et de la modernisation sur la ligne existante entre Bickigen et Chippis, la faible incidence territoriale du projet a permis de renoncer à l'exécution d'une procédure de PSE. Après une phase de projet de construction d'environ deux ans, la PAP a commencé à la mi-2015 auprès de l'ESTI, qui a transmis le dossier à peine deux ans plus tard à l'OFEN. La PAP est en cours auprès de l'OFEN. La mise en service est prévue pour 2027.

### **3. Pradella-La Punt**

Dans le cadre du renforcement du réseau, un deuxième conducteur à 380 kV est mis en place entre Pradella et La Punt, sur la ligne existante qui est longue de quelque 50 km. À cette fin, la ligne à 220 kV de dérivation de la centrale électrique d'Ova Spin, installée sur la ligne aérienne actuelle entre Zerne et Pradella, sera remplacée par un terne à 380 kV. L'énergie de la centrale électrique d'Ova Spin sera transportée à l'avenir par un réseau de vallée de 110 kV à réaliser. Compte tenu de la faible incidence territoriale du projet, une procédure de PSE n'était pas requise. Les phases «projet de construction» et «PAP» ont chacune duré environ trois ans. Depuis la mi-2016, le projet est en cours de réalisation, puisque la «décision PAP» de l'ESTI n'a pas été attaquée. La ligne doit être mise en service fin 2022.

### **4. Chippis-Lavorgo**

Le projet de réseau Chippis-Lavorgo devrait entrer en service en 2032. Il se compose de plusieurs projets partiels, dont l'état d'avancement est exposé ci-après:

#### *4.1. Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône)*

La nouvelle ligne, qui a traversé une procédure de PSE d'environ sept ans, se trouvait en phase de projet de construction depuis près de six ans et demi. La phase PAP a commencé auprès de l'ESTI fin mars 2019. En juin 2021, l'ESTI a transmis le dossier à l'OFEN. À la demande du canton du Valais et sur la base d'une nouvelle étude d'enfouissement, l'OFEN examine à nouveau dans le cadre de la PAP des questions relatives au plan sectoriel sur le tronçon Agarn-Mörel.

#### *4.2. Mörel-Ulrichen*

La construction de la ligne a franchi les phases de planification et d'autorisation au cours d'une procédure de plusieurs années; depuis mi-octobre 2019, le tronçon entre Ernen et Ulrichen est en service; pour le tronçon Mörel-Ernen, l'OFEN a reçu l'étude d'une solution câblée, demandée par le Tribunal fédéral, pour la région «Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt» (traversée de la Binna); dans le cadre de sa décision du 23 décembre 2016, l'OFEN a approuvé le projet de ligne aérienne et rejeté tous les recours. Cette décision a fait l'objet de recours auprès du Tribunal administratif fédéral qui a confirmé le

projet de ligne aérienne par un arrêt du 26 mars 2019. Aucun recours n'a été déposé et la décision d'approbation des plans est entrée en force. Les travaux de construction sont en cours.

#### *4.3. Chippis-Stalden*

La demande d'approbation des plans est en traitement à l'OFEN pour le conducteur supplémentaire sur le tronçon Agarn-Stalden. Il s'agit d'une procédure selon l'ancienne réglementation qui pouvait encore être introduite sans inscription au plan sectoriel. La procédure de plan sectoriel pour la ligne Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône) a cependant arrêté en 2012 que le tronçon Chippis-Agarn doit être conduit parallèlement à la ligne de la vallée du Rhône dans le bois de Finges. En conséquence, la demande d'approbation des plans pour la nouvelle construction de ce tronçon a été soumise à l'ESTI avec la demande d'approbation des plans pour la ligne de la vallée du Rhône à la fin du mois de mars 2019. En juin 2021, l'ESTI a transmis le dossier à l'OFEN. Le projet concernant le tronçon Chippis-Agarn est donc actuellement aussi en phase PAP auprès de l'OFEN.

#### *4.4. Airolo-Lavorgo*

Le projet concernant cette ligne a été soumis à une procédure de PSE de presque neuf ans et se trouvait depuis quatre bonnes années en phase de projet de construction. Swissgrid a remis le dossier à l'ESTI fin avril 2020 en vue d'une approbation des plans.

### **5. Beznau-Mettlen**

Le projet de réseau Beznau-Mettlen devrait entrer en service en 2031. Il se compose de plusieurs projets partiels, dont l'état d'avancement est exposé ci-après:

#### *5.1. Beznau-Birr*

La ligne, y compris le câblage partiel au «Gäbihubel», à Riniken, a été initiée avant même l'élaboration du PSE. Pendant des années, les phases de planification et d'autorisation se sont alors succédées. Une étape importante a été franchie en 2016 à l'entrée en force de l'approbation des plans par l'OFEN, qui coïncidait avec le lancement de la réalisation. Les travaux liés au tracé du câblage n'ont pu débuter qu'en août 2018, contrairement à la planification initiale. Ils ont cependant progressé rapidement et Swissgrid a pu mettre la ligne en service le 19 mai 2020, y compris le câblage partiel susmentionné. C'est la première fois qu'un grand tronçon d'une ligne à très haute tension de 380 kV est enfoui dans le sol.

#### *5.2. Birr-Niederwil*

Le tronçon de ligne se trouve actuellement dans la phase de l'avant-projet.

#### *5.3. Niederwil-Obfelden*

Le projet de relèvement de tension a franchi une phase d'avant-projet d'environ un an et demi et se trouve depuis plusieurs années dans la procédure de PSE; en 2016, une importante étape intermédiaire était franchie lorsque la zone de projet fut définie. La prochaine étape devrait porter sur la définition du corridor et de la technologie.

#### *5.4. Mettlen-Obfelden*

Le tronçon de ligne se trouve actuellement dans la phase de l'avant-projet.

### **6. Bassecourt-Mühleberg**

L'ESTI a approuvé dès 1978 la ligne Bassecourt-Mühleberg pour une tension d'exploitation de 380 kV, même si cette ligne n'a été exploitée jusqu'ici qu'à une tension de 220 kV. Une procédure de PSE n'était pas nécessaire pour le relèvement de tension prévu, compte tenu de la faible incidence territoriale du projet par rapport à la situation existante. Le 30 juin 2017, au terme d'une phase de projet de

construction d'environ deux ans et demi, Swissgrid a déposé le dossier de PAP auprès de l'ESTI. Plusieurs oppositions ont été formées contre le projet. L'ESTI a transmis le dossier à l'OFEN le 24 août 2018, qui a approuvé les plans le 22 août 2019. Cette décision a fait l'objet de recours de plusieurs plaignants auprès du Tribunal administratif fédéral (TAF). Dans un arrêt de septembre 2020, le TAF a rejeté les recours sur lesquels il est entré en matière. La décision a été portée devant le Tribunal fédéral. Dans son arrêt du 23 mars 2021, ce dernier a rejeté ces recours. Selon Swissgrid, les travaux de construction devraient commencer en 2022 et durer environ un an. La mise en service est prévue pour l'automne 2023.

## **7. Magadino**

Ce projet en phase précoce de planification n'existe pour le moment qu'à l'état d'idée de projet. Selon le Réseau stratégique 2025, la mise en service était initialement prévue en 2018, mais la planification actualisée l'a repoussée à 2035.

## **8. Génissiat-Foretaille**

Swissgrid a adapté l'ampleur du projet pour le ramener à l'harmonisation des goulets d'étranglement entre la France et la Suisse. On a renoncé au renforcement initialement prévu de la ligne Foretaille-Verbois, côté suisse, et au remplacement du câble conducteur qu'il impliquait. L'ajout de câbles conducteurs du côté français de la ligne Génissiat-Verbois et les adaptations correspondantes de la protection de la ligne sur les territoires suisse et français suffisent, selon Swissgrid, à supprimer le goulet d'étranglement identifié en France. Le projet a été clôturé en 2018 et l'exploitation a débuté.

## **9. Mettlen-Ulrichen**

La mise en service de l'ensemble du projet est actuellement prévue pour 2035. Celui-ci comprend deux tronçons, dont l'avancement est exposé ci-après:

### *9.1. Mettlen-Innertkirchen*

Ce tronçon en était au stade de l'avant-projet depuis plusieurs années. Fin juin 2020, Swissgrid a demandé à l'OFEN de réaliser une procédure de PSE pour la mise en place d'une nouvelle entrée de ligne dans la sous-station d'Innertkirchen. Celle-ci a été annulée début juin 2021 à la demande de la requérante car la nouvelle entrée de ligne devait être intégrée dans la procédure de PSE pour l'ensemble de la ligne. La procédure PSE pour l'ensemble de la ligne a débuté à la fin du mois de juin 2021.

### *9.2. Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grimsel)*

Le passage de la ligne à 220 kV existante entre Innertkirchen et Ulrichen (ligne du Grimsel) à 380 kV sur toute sa longueur constitue un élément essentiel de la planification stratégique du réseau 2025. Début juillet 2020, Swissgrid a demandé la réalisation d'une procédure de PSE pour ce tronçon.

## **10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino**

La planification du projet de ligne dans la région All'Acqua-Vallemaggia-Magadino (et du projet partiel 4.4. *Airolo-Lavorgo* susmentionné) s'appuie sur une étude complète réalisée en 2013 en vue du réagencement du réseau à haute et très haute tension dans l'Alto Ticino. Cette étude portait sur la coordination des objectifs d'assainissement et de modernisation des lignes avec ceux de l'aménagement du territoire. L'avant-projet a été élaboré sur cette base et la procédure de PSE, lancée en 2015. L'année suivante, la définition de la zone de projet a permis de franchir une étape intermédiaire importante. Compte tenu de sa longueur, le projet a été subdivisé en trois tronçons pour la réalisation de la procédure de plan sectoriel, afin de pouvoir être exécuté en étapes claires. La définition du corridor de planification sur la ligne Avegno-Magadino prend du retard en raison de la question de l'emplacement de la sous-station de Magadino qui se situe dans le périmètre de la zone marécageuse protégée «Piano di Magadino». La nouvelle ligne à 220 kV devrait entrer en service en 2035. Les lignes qui ne seront plus nécessaires doivent ensuite être démantelées.

## **Autres projets sélectionnés**

Le **raccordement** au réseau à très haute tension **de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance** contribue à intégrer les nouvelles énergies renouvelables et constitue de ce fait un projet important dans l'optique de la Stratégie énergétique 2050. Ce projet se compose de trois projets partiels. Les deux premiers projets partiels ont franchi une procédure de PSE d'environ trois ans avant de traverser les phases «projet de construction» (près de cinq, respectivement un an et demi) et «PAP» (un peu plus d'un an, respectivement près de quatre ans). Pour le troisième projet partiel, les phases «projet de construction» et «PAP» ont été relativement rapides (respectivement deux ans et demi et à peine deux ans); une procédure de PSE n'était pas nécessaire. En 2017 et en 2018, la ligne aérienne *Châtelard-La Bâtiaz (NdD\_2)* et la ligne câblée souterraine *Châtelard-Nant de Drance (NdD\_3)* dans la caverne, qui relie la centrale de Nant de Drance à la sous-station de Châtelard, ont été achevées et mises en service. Sur le troisième et dernier tronçon, à savoir la liaison souterraine *Le Verney/Rosel-Bâtiaz (NdD\_1)*, Swissgrid a achevé le percement du tunnel à l'été 2021. Ce tronçon devrait être mis en service au printemps 2022. D'après les informations de Swissgrid, la centrale a cependant déjà pu être raccordée provisoirement au réseau à très haute tension, puisqu'en 2019, la tension de l'une des deux lignes aériennes existantes entre La Bâtiaz et Rosel a été augmentée, passant de 220 à 380 kV.

Le canton et l'aéroport de Genève ainsi qu'un groupe d'investisseurs privés prévoient dans la zone de l'aéroport plusieurs projets de développement urbain appelés **Axe Stratégique Réseau (ASR)**. Pour mener à bien ce projet, la ligne à 220 kV existante sera enfouie sur 4,5 km le long de l'autoroute et de l'aéroport de Genève, dans le cadre de l'extension de l'autoroute et du projet de réseau de chaleur et de froid des Services industriels de Genève (SIG). Le canton et les investisseurs financent le projet. L'OFEN a approuvé les plans fin mars 2019, soit deux ans et demi après le dépôt de la demande d'approbation auprès de l'ESTI (une procédure de PSE n'était pas nécessaire). Selon la planification actuelle, la ligne devrait entrer en service en début 2024.

Le projet **Obfelden-Samstagern** prévoit de renforcer les lignes actuelles en les passant de 150 kV à 380/220 kV. Par ailleurs, la ligne de traction électrique à 132 kV doit être partiellement regroupée sur cette même ligne. Le projet comprend plusieurs tronçons: entre *Wollishofen (Frohalp)* et *Waldegg*, le Conseil fédéral a défini fin 2015 le corridor de planification pour la réalisation d'une ligne câblée, après une procédure de PSE de trois ans et demi; le projet de construction est en cours de préparation. Le tronçon *Kilchberg-Wollishofen (Frohalp)* est exempté de plan sectoriel et le tracé de la ligne est en cours d'élaboration. Après que le Tribunal fédéral a renvoyé le dossier d'approbation des plans du tronçon *Schweikrüti (pylône 46)-Kilchberg* à l'OFEN, ce dernier a ordonné la construction d'une ligne aérienne. Des recours ont été déposés auprès du TAF contre cette décision. Ils ont été rejetés en février 2020 et la construction de la ligne aérienne a été décidée. Cette décision a fait l'objet de recours auprès du Tribunal fédéral, qui les a rejetés en novembre 2020. La réalisation peut donc commencer. En septembre 2016, la preuve du respect de l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI) en vue d'une exploitation à 220/380 kV a été apportée pour la ligne existante *Waldegg-Obfelden*, exploitée à 150 kV (ESTI). En coordination avec la construction de la sous-station de *Waldegg*, Swissgrid entend déposer en temps opportun auprès de l'ESTI une demande d'augmentation de la tension de 2 x 150 kV à 2 x 220 kV. Depuis 2014, le tronçon *Siebnen-Samstagern* est au stade de la PAP OFEN: cette procédure porte exclusivement sur l'acquisition de droits de passage (servitudes); les étapes suivantes sont en cours de vérification. L'ensemble du projet devrait être réalisé en 2030.

La ligne aérienne à 220 kV entre **Grynau** et **Siebnen** est remplacée par une nouvelle ligne à 380 kV. Initié avant l'élaboration du PSE, ce projet a fait l'objet d'une PAP de près de dix ans auprès de l'ESTI, qui a transmis le dossier à l'OFEN en octobre 2006. Près de deux ans plus tard, ce dernier a décidé d'approuver les plans, mais cette décision a été attaquée devant le TAF, qui a renvoyé la procédure à l'OFEN et demandé une étude sur l'enfouissement de la ligne ainsi qu'une nouvelle évaluation subséquente du projet. À la demande de Swissgrid, l'OFEN a suspendu la procédure à plusieurs reprises entre fin 2013 et fin juin 2020. Le 30 juin 2020, Swissgrid a déposé auprès de l'OFEN un dossier d'approbation des plans remanié et mis à jour en vue de son acceptation. La réalisation est prévue jusqu'en 2028.

Swissgrid et les CFF déplacent les lignes à haute tension situées dans la plaine uranaise. Fin 2001, Alpiq, qui était alors le propriétaire, a déposé une demande d'approbation des plans pour la rénovation totale du tronçon Ingenbohl-Mettlen de la ligne à 380 kV **Amsteg-Mettlen**. Depuis, une grande partie de la ligne a été rénovée, et le tronçon *Eyschachen bei Altdorf* a été mis en service au printemps 2008. Le tronçon *Lauerz*, qui en est au stade du projet de construction, est encore en suspens. On a pu renoncer à une procédure de PSE, car les conséquences sur l'aménagement du territoire avaient déjà été examinées dans le cadre de la demande de renonciation au PSE ou traitées au niveau cantonal et communal. Les obligations découlant de la renonciation au PSE sont en cours d'élaboration. La réalisation est prévue jusqu'en 2030.

Dans le cadre de sa planification, Swissgrid entend remplacer la ligne aérienne **Airola-Mettlen** à 220 kV. La planification actuelle du second tube du tunnel routier du Gothard prévoit une galerie technique spécifique, située sous la chaussée (bande d'arrêt d'urgence) en vue du regroupement des infrastructures. Swissgrid y posera la ligne prévue sur une longueur de 18 km, ce qui en fait la ligne haute tension enfouie la plus longue de Suisse. Ce tronçon en est au stade du projet de construction depuis mai 2021. On a pu renoncer au PSE, car la ligne est intégrée à une infrastructure existante: l'OFEN a conclu, d'une part, que les critères légaux pour la renonciation au PSE étaient réunis et, d'autre part, qu'une procédure de plan sectoriel n'apporterait aucune valeur ajoutée. D'après les indications de Swissgrid, la nouvelle ligne devrait être opérationnelle en 2029. L'enfouissement permettra de démanteler la ligne aérienne existante sur une distance de 23 km entre le col du Gothard et les gorges de Schöllenen, dans le canton d'Uri (plus d'une soixantaine de mâts), améliorant ainsi le paysage alpin.

En décembre 2020, Swissgrid a proposé deux corridors de projet différents pour remplacer la ligne à très haute tension existante entre **Marmorera** et **Tinzen** (GR). Le PSE correspondant est en cours. La réalisation est prévue jusqu'en 2030.

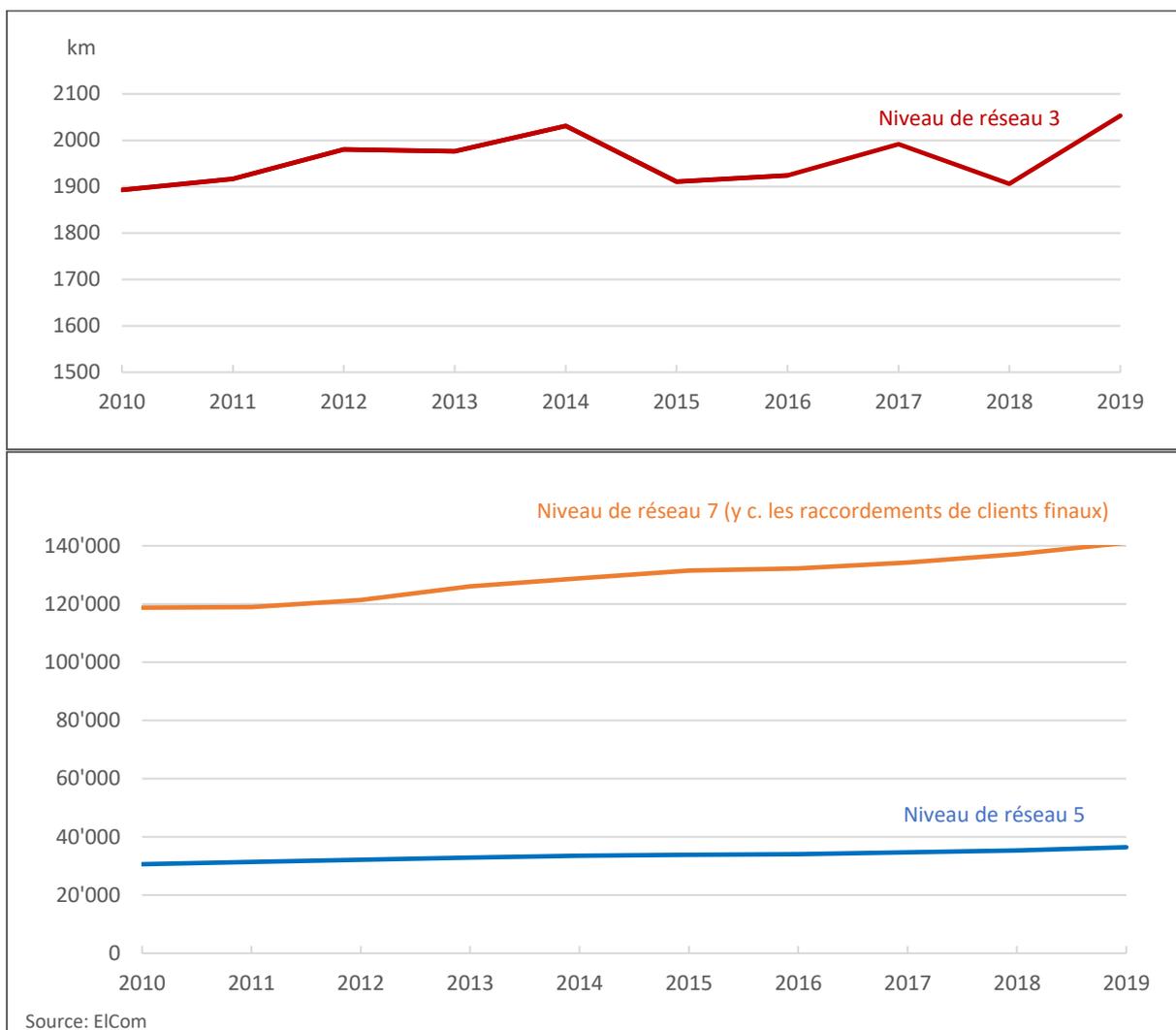
(Sources: OFEN/Swissgrid, 2021 / Swissgrid 2015).

## Enfouissement de lignes

L'enfouissement d'une ligne électrique (câblage) peut contribuer à améliorer l'acceptation de la construction de lignes par la population et, de ce fait, accélérer sa progression. Il améliore en outre généralement la qualité du paysage et diminue les risques d'électrocutions et de collisions pour l'avifaune. La décision de construire une ligne du réseau de transport (niveau de réseau 1) sous forme de ligne aérienne ou de câble sous-terrain doit cependant être prise de cas en cas et sur la base de critères objectifs<sup>19</sup>. Selon la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques), les lignes du réseau de distribution (niveaux de réseau 3, 5 et 7) doivent être enfouies pour autant qu'un facteur de coût déterminé ne soit pas dépassé (facteur de surcoût). C'est pourquoi le monitoring suit prioritairement l'évolution du câblage souterrain au niveau du réseau de distribution, ce qui fournit également des indications sur les effets du facteur de surcoût.

---

<sup>19</sup> Cf. Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité, publié par l'OFEN: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch).



**Figure 15:** Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

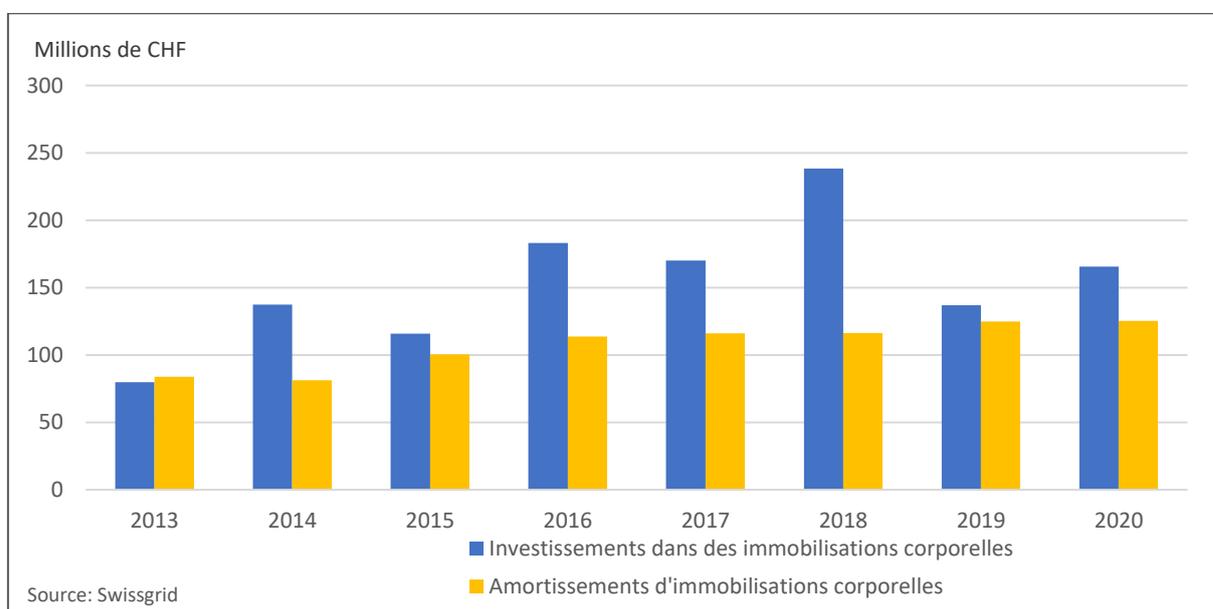
Les lignes câblées du réseau de distribution ont augmenté à tous les niveaux de réseau depuis 2010, bien que dans des proportions diverses, comme le montre la *figure 15*. D'une manière générale, les niveaux de réseau inférieurs présentent un nombre de lignes câblées nettement plus important. Le niveau de réseau 7, en particulier, est actuellement presque totalement câblé. Le câblage est très avancé également au niveau de réseau 5, notamment dans les zones urbaines. En revanche, au niveau de réseau 3, on observe seulement une faible augmentation du nombre de lignes câblées, de surcroît à un degré nettement inférieur à celui des autres niveaux de réseau (*cf. courbe rouge dans la figure ci-dessus, dont l'échelle est différente*). La tendance au câblage souterrain y est encore peu marquée. De plus, un fléchissement, dont les raisons restent floues, a été observé entre 2014 et 2015 et entre 2017 et 2018. En 2019, le câblage a par contre relativement fortement augmenté par rapport à l'année précédente. Les trois niveaux de réseau de distribution (lignes aériennes et câbles, raccordement des clients finaux compris) ont une longueur totale d'environ 203 589 kilomètres, dont près de 88% sont câblés. À ce stade, le câblage souterrain ne s'est guère appliqué aux lignes du réseau de transport (niveau de réseau 1), dont la longueur est d'environ 6700 kilomètres. Sur la ligne «Beznau-Birr» (*cf. ci-dessus*), qui comprend un câblage partiel au «Gäbihübel», à Bözberg/Riniken, une ligne à très haute tension à 380 kV a pour la première fois été enfouie et mise en service sur un long tronçon d'env. 1,3 km. De plus, le projet de réseau «Bâtiatz-Le Vernay», qui prévoit la construction d'une nouvelle ligne câblée de 2 x 380 kV en remplacement de la ligne aérienne à 220 kV existante qui traverse la vallée du Rhône sur 1,3 km, comporte un projet d'enfouissement du réseau à très haute tension. Swissgrid a terminé durant

l'été 2021 la construction des tunnels qui s'étendent sur une distance de 1,2 km; la mise en service de la ligne souterraine est planifiée au printemps 2022. Un autre projet comprend le câblage d'une ligne de transport à 220 kV existante sur une distance de 4,5 kilomètres dans le canton de Genève, dans le cadre d'ASR. À l'avenir, la ligne à très haute tension à 220 kV Airolo-Mettlen doit être enfouie sur une distance d'environ 18 km entre Airolo et Göschenen dans le tunnel routier du Gothard (sources: EICOM, 2021a / OFEN/Swissgrid, 2021).

## Investissements dans le réseau et amortissements

Des investissements sont indispensables pour que les réseaux électriques restent en bon état et qu'ils soient développés conformément aux besoins. L'indicateur montre comment les investissements dans les réseaux de transport et de distribution évoluent et quel est leur niveau par rapport aux amortissements.

### Investissements dans le réseau de transport et amortissements

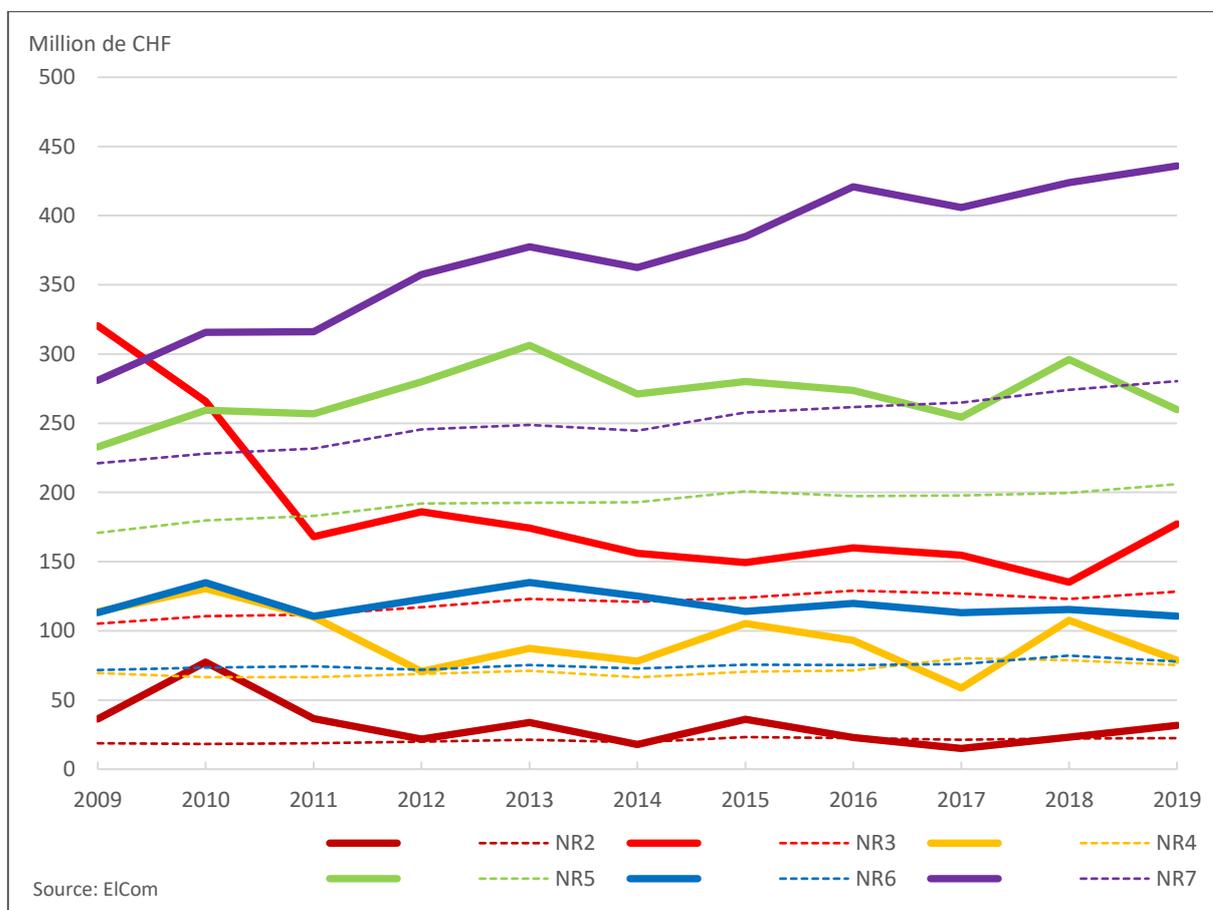


**Figure 16** Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport

La *figure 16* présente les investissements réalisés dans les immobilisations corporelles du réseau de transport et les amortissements effectués sur celles-ci. Entre 2013 et 2020, les investissements dans le réseau de transport ont fluctué entre 80 millions et 238 millions de francs, tandis que les amortissements oscillaient entre 84 à 125 millions de francs par an. De 2013 à 2016, les investissements ont augmenté. Après une légère diminution en 2017, les investissements ont de nouveau augmenté en 2018. La baisse des investissements en 2019 est due à l'adaptation de la planification des investissements à moyen terme et au report de certains projets; en 2020, les investissements ont de nouveau augmenté par rapport à l'année précédente. Le montant de certains investissements annuels dans le réseau dépend fortement d'éventuels retards dans les procédures de projets d'extension de réseau du fait d'oppositions ou pour d'autres raisons. Au cours des années passées, les investissements annuels dans le réseau ont été égaux ou supérieurs aux amortissements. Ces chiffres contiennent, outre les investissements concernant les infrastructures du réseau, les investissements dans les systèmes ainsi que dans les projets de transaction et d'organisation de même que les investissements d'exploitation (p. ex. matériels informatiques). Selon le rapport annuel, Swissgrid part de l'idée que des investissements d'environ entre 175 millions et 275 millions de francs par an seront nécessaires jusqu'en 2025 pour étendre et maintenir le réseau dans le cadre de la réalisation du projet de «Réseau stratégique

2025». Ces indications ne couvrent que les purs investissements dans le réseau (source: EICom, 2020a).

## Investissements dans le réseau de distribution et amortissements



**Figure 17** Investissements (en gras) et amortissements (en traitillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)

La *figure 17* montre que les valeurs (nominales) des **investissements** au niveau de réseau 7 ont augmenté entre 2009 et 2019. Sur la même période, les investissements ont été relativement stables dans les autres niveaux de réseau, mais ils ont parfois enregistré de fortes variations annuelles.

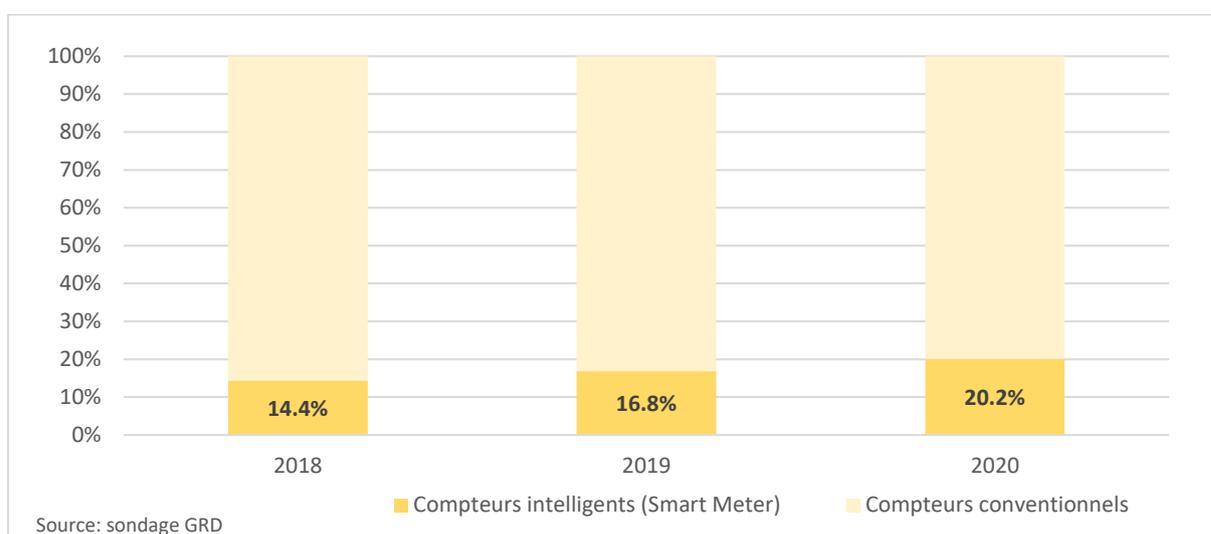
S'agissant des **amortissements**, on relève une augmentation aux niveaux de réseau 5 et 3, alors qu'ils restent à peu près stables dans les autres niveaux de réseau. Les amortissements observés par niveau de réseau sont inférieurs aux investissements (à l'exception des niveaux de réseau 2 et 4 en 2017).

Pour ce qui est de la **somme des niveaux de réseau au cours de la période allant de 2015 à 2019**, les gestionnaires de réseau de distribution ont investi chaque année environ 1,4 milliard de francs en moyenne. Au cours de cette période, les amortissements sont passés de 914 millions de francs à plus de 960 millions. De ce fait, l'excédent d'investissement a baissé, passant d'environ 533 millions de francs à près de 480 millions. Vu la qualité d'approvisionnement très élevée des réseaux électriques suisses, également en comparaison internationale (*cf. indicateur correspondant dans le champ thématique Sécurité de l'approvisionnement*), l'EICom considère que l'activité d'investissement dans le réseau de distribution reste suffisante (source: EICom, 2021a+c).

## Développement de réseaux intelligents

La part croissante de la production décentralisée d'électricité engendre de nombreux défis au niveau des réseaux électriques. Outre le renouvellement et le développement, la transformation en vue d'un réseau intelligent (*smart grid*) constitue donc une orientation importante de la Stratégie énergétique 2050. Le recours aux technologies de l'information et de la communication crée des réseaux intégrés de données et d'électricité qui offrent de nouvelles fonctionnalités. Par exemple, des commandes intelligentes permettent d'équilibrer les fluctuations de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ainsi que la consommation électrique. Les réseaux intelligents garantissent une exploitation sûre, fiable et efficace des systèmes et des réseaux, tout en contribuant à réduire le besoin de développement de ces derniers. La cybersécurité a gagné en importance dans le même temps. Les indicateurs ci-après montrent l'évolution des principaux composants de ces réseaux intelligents: compteurs intelligents (*smart meters*), outils de régulation de la tension (transformation), nouveaux systèmes de commande et de réglage au service du réseau (flexibilité).

### Compteurs intelligents (*smart meters*)

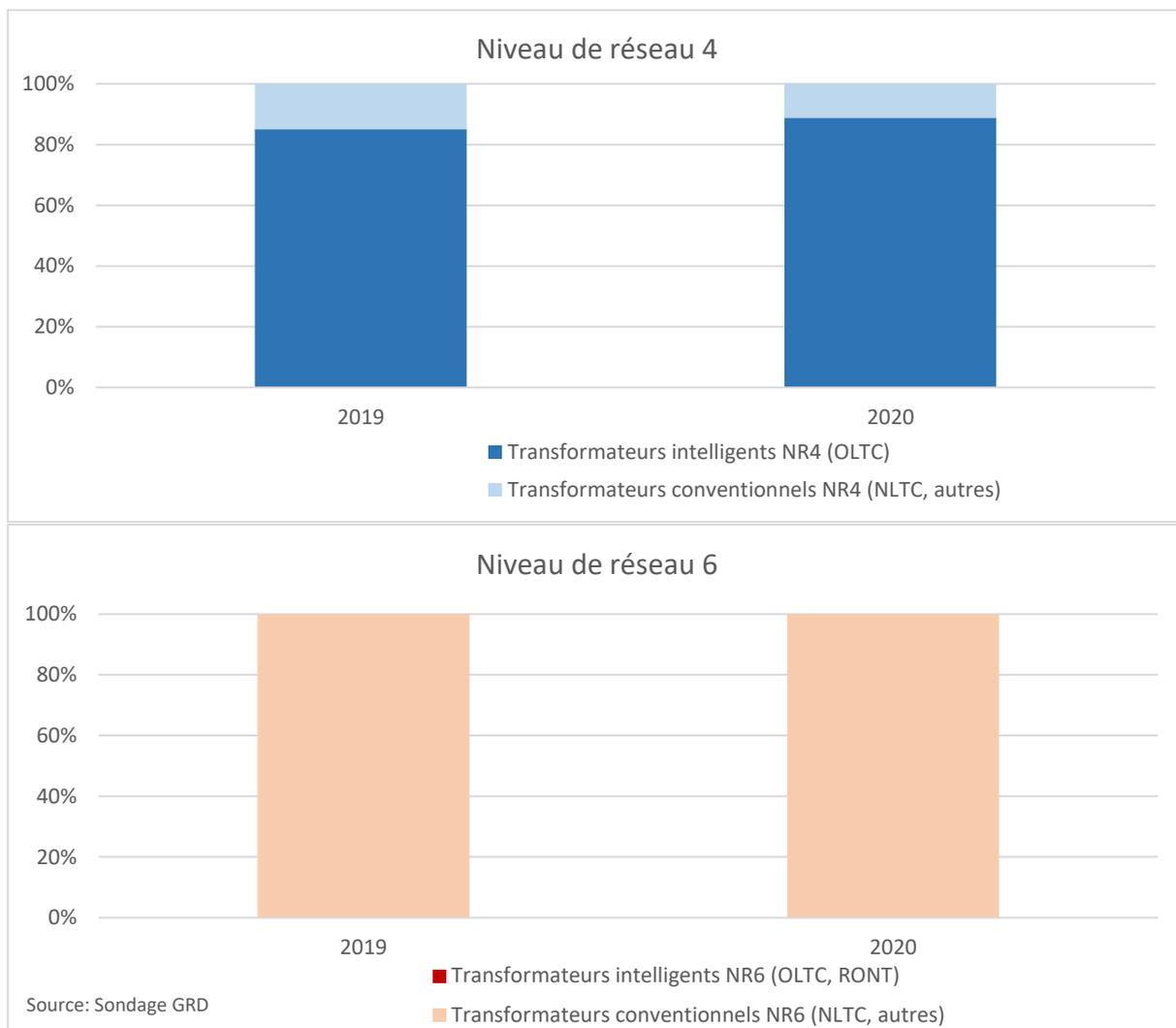


**Figure 18** Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels<sup>20</sup>

Les compteurs intelligents (*smart meters*) constituent un élément primordial des réseaux intelligents. Leur mise en place sera considérée comme un premier pas important vers ces réseaux. L'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) fixe donc des exigences techniques minimales et prescrit l'introduction de tels systèmes: en l'espace de dix ans à compter de l'entrée en vigueur de l'OApEI début 2018, soit jusqu'à la fin 2027, 80% des installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre aux exigences. Les 20% d'installations restantes peuvent être utilisés aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré. D'après les informations des gestionnaires de réseau de distribution, environ 1 152 942 compteurs intelligents ont été installés et utilisés comme tels en 2020 en Suisse. Cela représente une part de plus de 20%, comme le montre la *figure 18*. Cette part a augmenté de manière constante au cours des dernières années (source: GRD, 2021).

<sup>20</sup> Selon enquête auprès des GRD, les données n'ont pas toutes pu faire l'objet d'une plausibilisation.

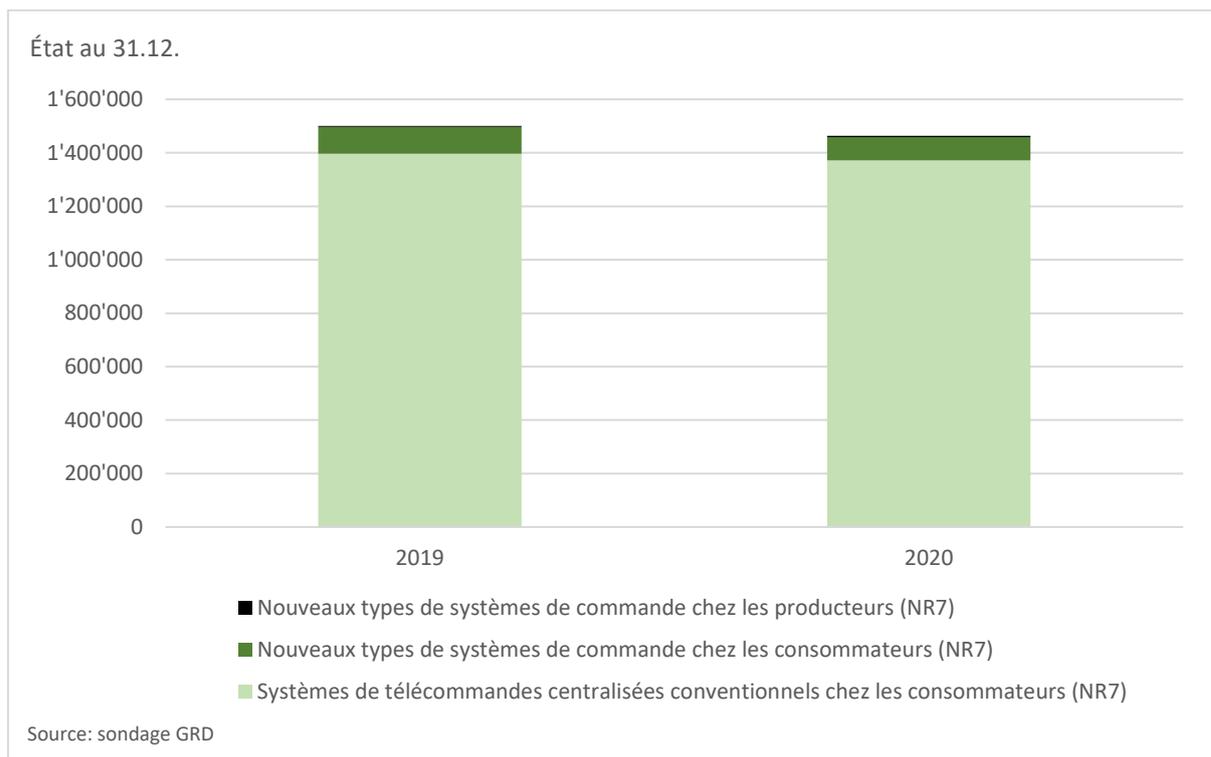
## Outils de régulation de la tension (transformation)



**Figure 19** Développement des transformateurs réglables avec régulation de la tension en charge

La transformation intelligente, sur des niveaux de tension inférieurs, de la tension électrique provenant du réseau de moyenne tension est un élément important du réseau intelligent. L'accent est mis sur les gradateurs de réglage qui peuvent modifier en charge le rapport de conversion et réguler ainsi la tension sur le réseau de distribution (On Load Tap Changer, OLTC). Ceux-ci englobent également les transformateurs de réseau local réglables (RONT). Ces éléments permettent, par exemple, une injection renforcée de courant solaire sans que la tension du réseau n'augmente ou ne baisse de manière excessive. Compte tenu de la décentralisation croissante de la production d'électricité, l'utilisation de tels systèmes en particulier sur les niveaux de réseau 4 et 6 est intéressante. D'après les résultats de l'enquête menée auprès des GRD, ces éléments intelligents sont déjà très répandus sur le niveau de réseau 4 (plus de 80%), comme l'indique la *figure 19*. Ils jouent un rôle subalterne sur le niveau de réseau 6 (moins de 1%, non reconnaissable sur le graphique), où dominent les transformateurs conventionnels sans gradateur de réglage et ceux qui ne régulent pas la tension en charge (No Load Tap Changer, NLTC; source: GRD, 2021).

## Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)



**Figure 20** Systèmes de commande et de réglage sur les niveaux de réseau les plus bas en 2019 (source: enquête auprès des GRD)

L'utilisation de systèmes intelligents de commande et de réglage chez les consommateurs finaux et les producteurs est une autre caractéristique principale des réseaux intelligents. Le marché et le réseau bénéficient alors d'une flexibilité accrue, qui est nécessaire pour compenser les fluctuations des énergies renouvelables. Par utilisation de la flexibilité au service du réseau, on entend le pilotage de l'injection d'énergie électrique et de la consommation par le gestionnaire du réseau. Le monitoring observe, du côté de la charge, des systèmes de commande novateurs au service du réseau chez les consommateurs d'électricité et des systèmes conventionnels de télécommandes centralisées ainsi que, du côté de la production, des systèmes de commande innovants au service du réseau chez les producteurs d'électricité du niveau de réseau 7 le plus bas. Le gestionnaire du réseau peut piloter lui-même ces installations. Comme l'indique la *figure 20*, l'utilisation de systèmes conventionnels de télécommandes centralisées a légèrement baissé en 2020 chez les consommateurs d'électricité, d'après les informations des gestionnaires de réseau. Les systèmes de commande novateurs ont eux aussi fléchi chez les consommateurs. Cela pourrait s'expliquer par le démantèlement des systèmes de télécommandes centralisées et l'installation simultanée des possibilités de commutation simples liées au *smart meter*. Un nombre bien plus faible de nouveaux systèmes de commande est utilisé chez les producteurs d'électricité, mais il a progressé par rapport à 2019 (source: GRD, 2021).

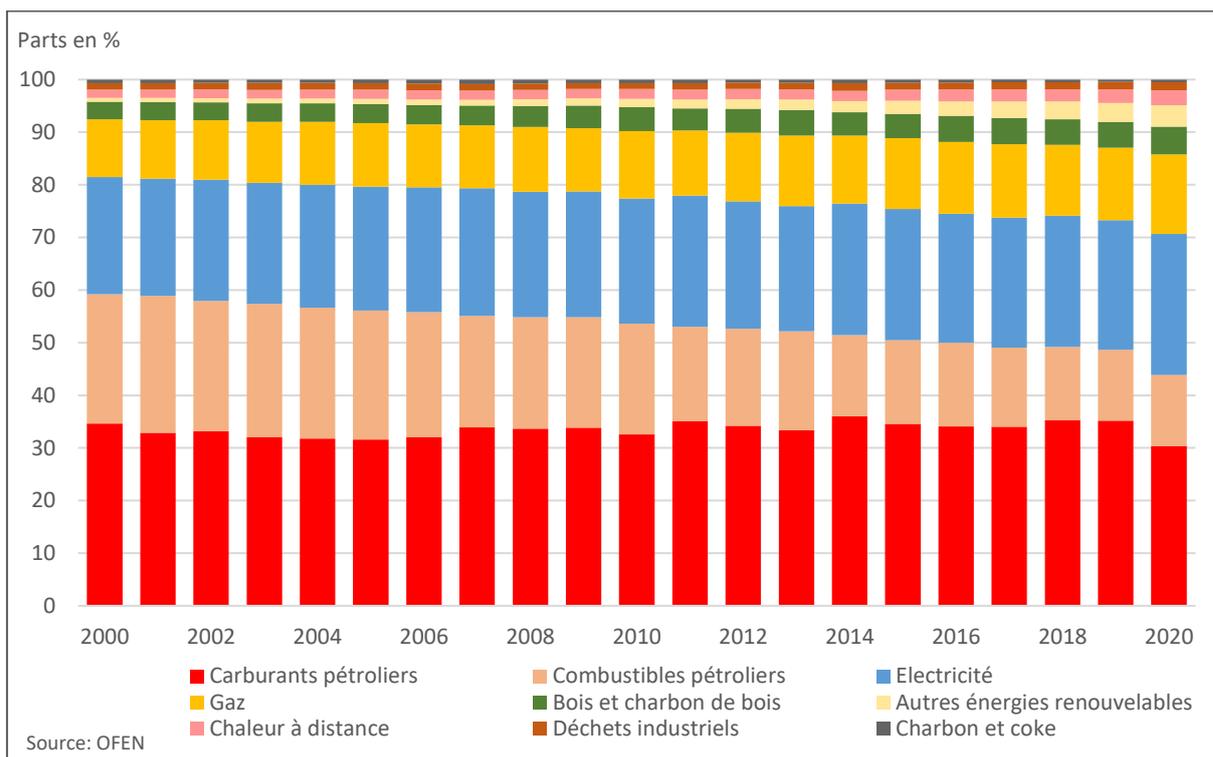
# Champ thématique Sécurité de l'approvisionnement

Dans le cadre de la transformation du système énergétique, qui induit le développement des énergies renouvelables, le renforcement de l'efficacité énergétique ainsi que la progression de la décarbonisation et de l'électrification, une attention particulière doit être accordée à la sécurité de l'approvisionnement. La Stratégie énergétique 2050 vise à garantir sur le long terme le niveau jusqu'ici déjà élevé de la sécurité de l'approvisionnement. Cette dernière est également ancrée dans l'article sur l'énergie de la Constitution fédérale et dans la loi sur l'énergie. S'agissant d'évaluer la sécurité de l'approvisionnement en énergie, le monitoring se concentre sur les agents énergétiques dont le volume est prépondérant pour la Suisse: l'électricité, le pétrole et le gaz naturel. Il convient cependant de garder à l'esprit que la Suisse doit décarboniser à plus long terme son approvisionnement en énergie pour atteindre ses objectifs climatiques. La sécurité de l'approvisionnement dépend fondamentalement du système global, qui dépasse les frontières suisses s'agissant de l'approvisionnement en électricité, en gaz et en pétrole. En outre, l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables indigènes, les infrastructures énergétiques et les prix de l'énergie jouent un rôle dans la sécurité de l'approvisionnement. Ces aspects sont traités dans le cadre des champs thématiques correspondants.

## Vue d'ensemble

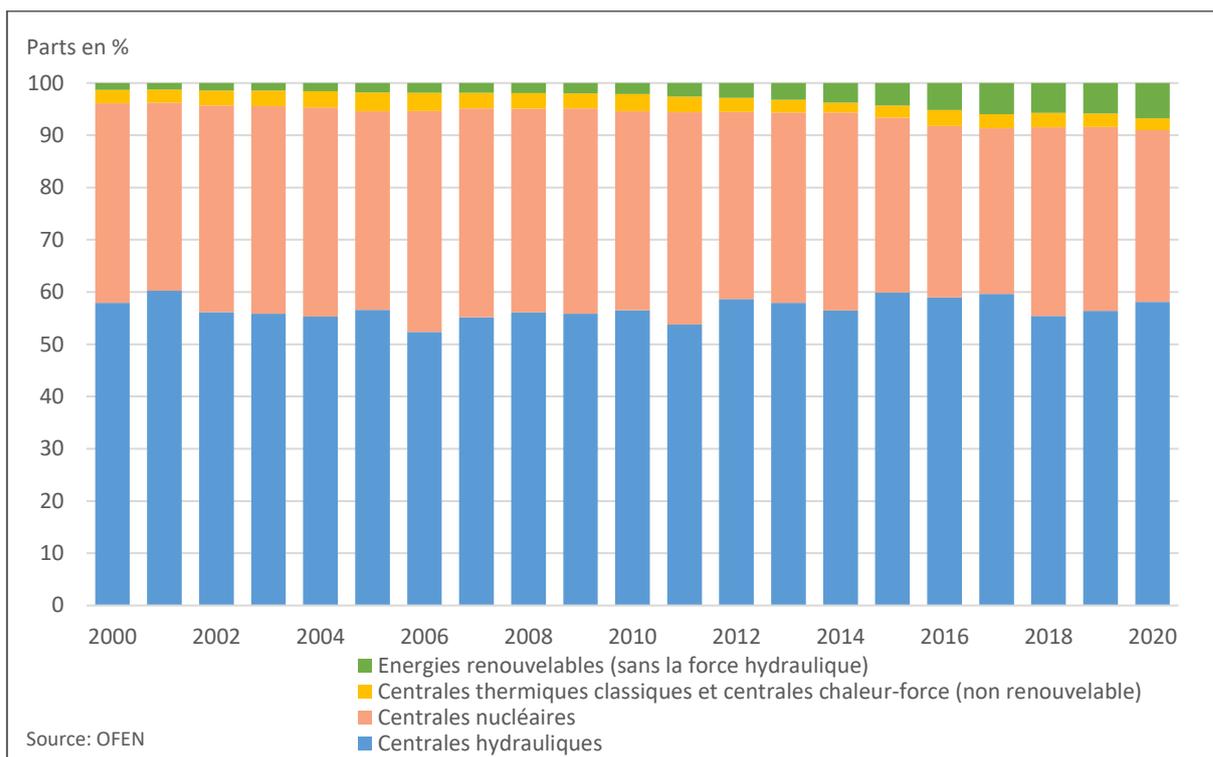
### Diversification de l'approvisionnement énergétique

La diversification de l'approvisionnement en énergie joue un rôle important en vue de la sécurité de l'approvisionnement. Un mix énergétique équilibré réduit la dépendance envers les différents agents énergétiques et diminue ainsi la vulnérabilité de l'ensemble du système en cas d'interruption totale ou partielle de l'approvisionnement d'un agent énergétique. C'est pourquoi le monitoring analyse la manière dont la diversification de l'approvisionnement énergétique évolue. À cet effet, deux sous-indicateurs retiennent en particulier l'attention: du côté de la consommation, la répartition de la consommation énergétique finale par agents énergétiques; du côté de la production, le domaine de l'électricité est examiné de plus près en ventilant la production d'électricité par type de production. Les fluctuations annuelles peuvent également être causées par les conditions météorologiques ou par la situation économique.



**Figure 21** Diversification de l’approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

La *figure 21* montre que les produits pétroliers (combustibles et carburants, y compris les carburants d’aviation pour le trafic aérien international) représentaient près de 44% de la consommation finale d’énergie en 2020. La consommation d’électricité représente environ un quart de la consommation finale totale d’énergie et celle de gaz, environ 15%. La part des combustibles pétroliers a baissé à long terme de 11% entre l’an 2000 et 2020, en raison du remplacement des installations de chauffage et de l’amélioration de l’efficacité énergétique dans le domaine du bâtiment. Suite à la pandémie de COVID-19, la part des carburants pétroliers a fortement diminué (5%) en 2020 par rapport à l’année précédente, alors qu’elle était relativement stable auparavant. Cette diminution se traduit par l’augmentation de la part de tous les autres agents énergétiques, même si leur consommation exprimée en chiffres absolus a diminué en relation avec la pandémie: gaz naturel (+4,1%), électricité (+4,6%), bois et charbon de bois (+2%), autres énergies renouvelables (+3,3%) et chaleur à distance (+1,3%). Dans l’ensemble, l’approvisionnement énergétique est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité de l’approvisionnement de la Suisse (source: OFEN, 2021a).



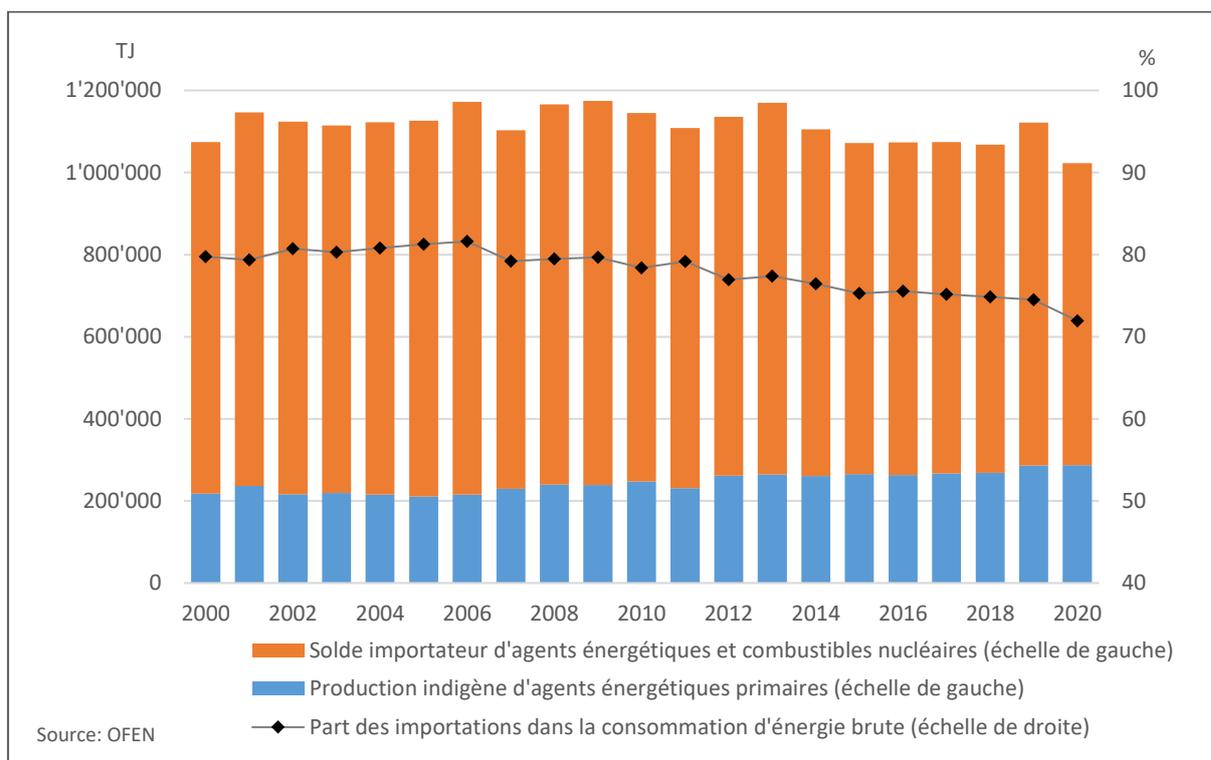
**Figure 22** Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques

La *figure 22* illustre l'évolution des parts des divers types de production d'électricité. Elle montre que l'électricité produite en Suisse provient pour une part prépondérante des centrales hydroélectriques (env. 58%) et des centrales nucléaires (env. 33%). Ces proportions sont restées relativement stables entre 2000 et 2020 en dépit des fluctuations annuelles. Malgré une disponibilité accrue des installations (2020: 88%, 2019: 86,9%) et le record de production de la centrale nucléaire de Gösgen en 2020, la part de production des centrales nucléaires a diminué entre 2000 et 2020 (-5,3%), car le fonctionnement de puissance de la centrale nucléaire de Mühleberg a été arrêté le 20 décembre 2019. Dans l'intervalle, la proportion de la production électrique issue des nouvelles énergies renouvelables a augmenté (2020: env. 7%). Cette évolution tend à élargir la diversification, la production non renouvelable issue des centrales thermiques classiques restant stable (2019: à peine 3%). Fondamentalement, le mix de production électrique suisse (forte proportion de force hydraulique fiable et partiellement flexible, possibilité de stockage à long terme des combustibles nucléaires et de l'électricité en ruban provenant du nucléaire, production électrique indigène en hausse grâce aux nouvelles énergies renouvelables) influence favorablement la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Il ne faut pas confondre la production électrique indigène avec le mix des fournisseurs: le mix des fournisseurs, qui représente l'origine de l'électricité consommée, contient entre autres les importations d'électricité. S'agissant du mix de production, il faut considérer que l'électricité n'est pas exclusivement consommée à l'intérieur du pays et qu'une part est aussi exportée (source: OFEN, 2021a+c).

## Dépendance vis-à-vis de l'étranger

L'approvisionnement énergétique de la Suisse se caractérise par une forte dépendance envers l'étranger. Cette dépendance peut être réduite en développant les énergies renouvelables et en améliorant l'efficacité énergétique. La Suisse continue de faire partie du marché énergétique mondial, l'autarcie énergétique n'étant pas recherchée. Mais la Stratégie énergétique 2050 doit contribuer à diminuer globalement la forte dépendance envers l'étranger observée actuellement. Afin d'analyser la dépendance vis-à-vis de l'étranger, le monitoring prend en considération, par analogie au système d'indicateurs

MONET pour le développement durable, l'évolution des importations énergétiques brutes (solde importateur d'agents énergétiques et de combustibles nucléaires<sup>21</sup>) et simultanément la quantité d'énergie produite dans le pays. Cet indicateur correspondant au rapport entre l'énergie produite dans le pays et l'énergie importée, il révèle la dépendance de la Suisse à l'égard des importations d'énergie.



**Figure 23** Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

La *figure 23* montre une tendance à la hausse du solde importateur entre 2000 et 2006, puis une baisse soumise à de fortes fluctuations occasionnelles. Simultanément, on observe une légère augmentation de la production indigène depuis 2000. Les importations brutes se composent essentiellement d'agents énergétiques fossiles et de combustibles nucléaires. La force hydraulique demeure la principale source d'énergie indigène, alors que les autres énergies renouvelables enregistrent une croissance continue. Comme l'indique la courbe grise, la part des importations dans la consommation énergétique brute (dépendance vis-à-vis de l'étranger) a augmenté entre 2000 et 2006 pour diminuer depuis lors tout en restant à un niveau élevé: en 2020, elle était de 71,9% (74,6% en 2019, 81,6% en 2006). Cependant, il faut interpréter ce ratio avec précaution, car il dépend de divers facteurs. De manière générale, on peut dire que les mesures d'efficacité énergétique, qui réduisent la consommation et par conséquent les importations, notamment d'énergies fossiles, ainsi que le développement de la production indigène d'énergie renouvelable réduisent la dépendance envers l'étranger et influencent positivement la sécurité de l'approvisionnement. S'agissant du **pétrole**, la Suisse dépend totalement des importations. Fondamentalement, cette situation constitue un facteur essentiel dans l'évaluation de la sécurité de l'approvisionnement. Cette dépendance est en partie relativisée par les bonnes possibilités de stockage dans de vastes citernes sur le territoire national et par la diversification des sources (*cf. chap. Sécurité de l'approvisionnement en pétrole*). S'agissant du **gaz naturel**, la sécurité de l'approvisionnement est également caractérisée par une dépendance complète envers l'étranger. Il convient cependant de relativiser cette dernière en raison du bon raccordement de la Suisse au réseau européen de gazoducs et de l'accès du pays à des marchés de gros liquides dans les pays voisins. Les installations bicom bustibles,

<sup>21</sup> Conformément aux conventions internationales, s'agissant de combustibles nucléaires, on ne retient pas l'électricité produite, mais l'énergie thermique produite à un taux d'efficacité de 33%.

l'obligation connexe de stocker à titre supplétif sous la forme d'huile de chauffage et la possibilité d'importer du gaz depuis l'Italie grâce au flux inversé (*reverse flow*) contribuent également à garantir l'approvisionnement en gaz (cf. chap. *Sécurité de l'approvisionnement en gaz*).

En principe, le gaz peut aussi être stocké, mais notre pays ne dispose pas pour l'heure de grandes installations de stockage de gaz susceptibles d'assurer l'approvisionnement au-delà de quelques heures ou jours. Quant à l'**électricité**, la Suisse dépend principalement des importations pendant l'hiver. Cet aspect est examiné dans le sous-chapitre suivant, *Sécurité de l'approvisionnement en électricité* (sources: OFEN 2021a / OFS/OFEV/ARE, 2021).

## Sécurité de l'approvisionnement en électricité

L'abandon progressif de l'énergie nucléaire dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et la décarbonisation du système énergétique à plus long terme s'accompagnent de défis importants pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Le 18 juin 2021, le Conseil fédéral a transmis au Parlement le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Ce message prévoit diverses mesures visant à améliorer la sécurité de l'approvisionnement à long terme, notamment l'octroi de moyens supplémentaires pour le développement de la production hivernale d'électricité (en priorité des centrales hydroélectriques à accumulation), la création d'une réserve d'énergie et le développement des énergies renouvelables (Conseil fédéral, 2021b). La sécurité de l'approvisionnement à court et moyen terme revêt actuellement une importance particulière, étant donné que le Conseil fédéral a mis fin aux négociations pour un accord institutionnel avec l'UE en mai 2021 et qu'un accord sur l'électricité n'est pas envisageable jusqu'à nouvel ordre. En octobre 2021, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a informé le Conseil fédéral de deux rapports sur le thème de la sécurité de l'approvisionnement dans le domaine de l'électricité. Sur cette base, le Conseil fédéral doit examiner de manière approfondie des mesures pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau et attribuer si nécessaire les mandats supplémentaires correspondants. Le Conseil fédéral a déjà invité l'ECom à élaborer un concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe. Le DETEC présentera en outre au Conseil fédéral une analyse portant sur le potentiel en matière d'efficacité électrique jusqu'en 2025 (Conseil fédéral, 2021h).

En outre, le monitoring de la Stratégie énergétique 2050 renvoie à des études précédentes, qui adoptent une approche systémique de la sécurité d'approvisionnement en électricité (adéquation du système). À titre complémentaire, le monitoring présente des indicateurs choisis tirés du rapport «La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse», établi par l'ECom, et d'autres sources. Le thème de la sécurité de l'approvisionnement en électricité est étroitement lié au champ thématique du développement du réseau, où figurent d'autres indicateurs.

## Rapports concernant la sécurité de l'approvisionnement en électricité à court et moyen terme

**Rapport de l'ECom et de Swissgrid concernant les mesures au niveau du réseau:** le rapport présente environ 80 mesures possibles dans les domaines du réseau, de la consommation et de la production. Ces mesures se distinguent par des horizons temporels et des priorités différents. Le rapport ne donne toutefois qu'une estimation très approximative de leurs effets et de leurs coûts. De nombreuses mesures concernent Swissgrid et sont déjà en phase de mise en œuvre, ou du moins de planification. L'ECom désigne six mesures comme prioritaires à l'heure actuelle. L'une d'elles concerne la conclusion prévue d'accords techniques de droit privé entre Swissgrid et les gestionnaires de réseau de transport de l'UE. Les autres mesures portent sur les points suivants: remplacement anticipé de transformateurs de couplage entre les niveaux de réseau à très haute tension (220 et 380 kV), afin de permettre une meilleure gestion des flux d'électricité; relèvement par endroits de la tension dans le réseau de transport afin d'augmenter les capacités des lignes; amélioration de la coordination entre le réseau de

transport et les réseaux suprarégionaux; optimisation des travaux d'entretien; adaptations du concept d'exploitation. Selon la conclusion de l'étude, l'évaluation des mesures montre que les mesures à court terme les plus importantes ont déjà été prises ou sont en cours de mise en œuvre. Il s'agit principalement d'en accélérer la mise en œuvre et, si possible, de les réaliser encore d'ici 2025. L'analyse des mesures laisse cependant également apparaître que les opportunités d'amélioration potentiellement réalisables d'ici 2025 sont très restreintes pour différentes raisons. L'EICom recommande donc de poursuivre les travaux préparatoires pour des mesures prévues à l'art. 9 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (efficacité, centrale à gaz de réserve, réserve hydraulique) (source: EICom, 2021e).

**Conséquences de l'absence de coopération avec l'UE (scénario le plus pessimiste):** les problèmes susceptibles de surgir à partir de 2025 compte tenu des nouvelles règles en vigueur dans le cadre juridique européen sont traités dans une étude externe confiée par l'OFEN et l'EICom à la société de conseil Frontier Economics début 2020 au vu des incertitudes qui prévalaient quant à la conclusion d'un accord sur l'électricité. L'étude montre que la réglementation du marché intérieur européen de l'électricité a beaucoup évolué depuis le début des négociations relatives à un accord sur l'électricité en 2007. Cette évolution a également des répercussions pour la Suisse, car notre réseau de transport est étroitement lié à celui des pays voisins. Depuis 2020, le paquet «Une énergie propre pour tous les Européens» (Clean Energy Package) constitue un nouvel ensemble de réglementations, selon lequel tous les gestionnaires de réseau de transport européens doivent, à partir de 2025, réserver au moins 70% des capacités transfrontalières du réseau pour les échanges d'électricité entre États membres de l'UE. La législation européenne ne définit pas de modalités pour la prise en compte de pays tiers tels que la Suisse dans le calcul des capacités transfrontalières. De ce fait, la Suisse pourrait voir ses capacités d'importation se restreindre sensiblement. En outre, les flux d'électricité non planifiés engendrés par les échanges d'électricité entre pays voisins pourraient encore augmenter et menacer la stabilité du réseau en Suisse. En s'appuyant sur trois scénarios impliquant une coopération plus ou moins étroite, l'étude analyse la sécurité du réseau et la sécurité de l'approvisionnement en Suisse en 2025, autrement dit à l'échéance fixée par l'UE pour la mise en œuvre complète de la règle des 70%. Les trois scénarios se fondent sur l'hypothèse la plus pessimiste. Ils partent d'une situation particulièrement éprouvante, dans laquelle les capacités transfrontalières avec les pays voisins sont parfois réduites de plus de 70%, et les blocs réacteurs I et II de la centrale nucléaire de Beznau ainsi qu'un tiers des centrales nucléaires françaises ne sont pas disponibles:

- *Dans le premier scénario, il n'y a pas de coopération.* Les pays voisins respectent la règle des 70% en limitant la capacité de transport depuis et vers la Suisse. En temps normal, la sécurité du réseau et la sécurité de l'approvisionnement sont assurées. Toutefois, selon le scénario le plus pessimiste défini pour l'étude, la situation devient critique vers la fin du mois de mars: les besoins en électricité en Suisse pourraient ne plus être couverts pendant 47 heures. Il manquerait 66 gigawattheures d'énergie par an<sup>22</sup>.
- *Dans le deuxième scénario, Swissgrid conclut des accords techniques avec les gestionnaires de réseau de transport européens.* Ces accords portent sur la prise en considération de la Suisse lors de la mise en œuvre de la règle des 70% aux frontières avec l'Italie du Nord, la France, l'Allemagne et l'Autriche. Ce scénario permet une gestion sûre de la situation la plus pessimiste. La Suisse dispose en tout temps de suffisamment d'énergie. La possibilité de conclure ces accords à temps n'est toutefois pas clairement établie.
- *Le troisième scénario prévoit la conclusion d'un accord sur l'électricité garantissant la participation de la Suisse au marché intérieur européen de l'électricité.* C'est le scénario qui permet de gérer la situation la plus pessimiste de la manière la plus sûre.

Un scénario sans coopération technique garantie par contrat est désavantageux pour la Suisse, selon la conclusion de l'étude. La sécurité de l'approvisionnement et aussi la sécurité du réseau seraient

---

<sup>22</sup> La consommation journalière d'une journée d'hiver type correspond environ à 180-200 GWh (source: statistique de l'électricité 2020).

amointries. Une collaboration technique garantie par contrat avec les gestionnaires de réseau de transport européens améliorerait la sécurité du réseau et de l’approvisionnement de la Suisse. En cas de situations critiques, des capacités de transport suffisantes seraient disponibles pour importer de l’électricité aux frontières de la Suisse avec l’Allemagne, la France, l’Autriche et l’Italie. Un accord sur l’électricité entre la Suisse et l’UE permettrait d’améliorer encore davantage la sécurité du réseau et de l’approvisionnement de la Suisse (Frontier Economics, 2021).

## Adéquation du système

La sécurité de l’approvisionnement en électricité repose aussi, en Suisse, sur l’interaction entre les capacités des centrales électriques et le réseau électrique qui permet le transport et la distribution de l’énergie produite. Les réseaux électriques, qui complètent les capacités des centrales électriques indigènes par des importations, sont eux aussi importants pour assurer la sécurité de l’approvisionnement. En outre, le pays très interconnecté qu’est la Suisse dépend de plus en plus des conditions dans ses pays voisins. Comme la situation change au fil du temps, en raison des réorientations stratégiques des pays (surtout au sein de l’UE), des analyses étendues périodiques de l’*adéquation du système* sont nécessaires pour évaluer la sécurité de l’approvisionnement. Il s’agit d’une approche globale visant à modéliser la situation d’approvisionnement en tenant compte de l’orientation stratégique dans les domaines de la production, de la consommation et des infrastructures de réseau nécessaires. Comme toutes les simulations, les approches des modèles sous-jacentes aux études sur l’adéquation du système comportent des limitations et des hypothèses simplifiées. Or les données hypothétiques sous-jacentes sur l’évolution des systèmes européen et suisse et les incertitudes correspondantes – notamment en ce qui concerne le long terme – revêtent une grande importance. Par conséquent, les résultats des simulations ne devraient pas être considérés comme des prévisions, mais comme des indications dont les évolutions doivent être examinées d’un œil critique, dans une perspective systémique globale.

Depuis novembre 2020, les Perspectives énergétiques 2050+ mettent à disposition une nouvelle base de données qui tient notamment compte de l’objectif climatique de zéro émission nette d’ici à 2050. Une nouvelle évaluation de la sécurité de l’approvisionnement en électricité à moyen et à long termes est prévue en s’appuyant sur les nouveaux scénarios et sur une étude de l’adéquation du système suisse qui devrait être publiée en 2022. Les sensibilités inhérentes à l’absence d’accord sur l’électricité y seront également prises en considération (*cf. ci-dessus*). Dans ce contexte, les résultats des précédentes études sur l’adéquation du système et les commentaires ci-après sont sujets à interprétation.

Début 2020, l’OFEN a publié une étude sur l’adéquation du système avec un **horizon temporel allant jusqu’en 2040**. Comme en 2017, l’étude repose sur divers scénarios concernant le développement de l’offre et de la demande d’énergie en Suisse et en Europe. Les résultats de l’analyse actualisée en 2019 de l’adéquation du système sont conformes aux enseignements de la première édition datant de 2017: les évolutions politiques attendues dans les scénarios de référence ne montrent aucun délestage<sup>23</sup> en Suisse, quelle que soit la structure de l’offre nationale («énergies renouvelables et importations» ou «énergies conventionnelles et renouvelables»). Cette évaluation vaut également pour la période suivant l’arrêt des centrales nucléaires en Suisse. Un report du développement du réseau et une certaine limitation des possibilités d’importation en Suisse n’influent guère sur l’état de l’approvisionnement, si l’on suppose que des échanges mutuels restent possibles. De même, la situation en la matière ne s’aggrave pas lors de certaines réductions des capacités en Europe (centrales nucléaires en France, centrales au charbon en Allemagne). Des problèmes locaux, qui ont été analysés dans le cadre de la variante de l’électrification, surviennent uniquement lorsque l’écart entre l’offre et la demande est conséquent. Il apparaît que si elle est couplée à d’autres fluctuations au niveau du réseau et de l’offre, une demande accrue engendre des problèmes d’approvisionnement croissants. Dans ce contexte, le développement (en temps voulu) de capacités locales reposant sur les énergies renouvelables suisses peut

---

<sup>23</sup> Lorsque l’on passe en dessous d’une fréquence précise du réseau, un délestage désactive certaines zones d’approvisionnement. Il allège tout le réseau, car le nombre de consommateurs d’électricité diminue. Cette mesure protège le réseau électrique dans son ensemble et évite des coupures d’électricité suprarégionales, voire internationales.

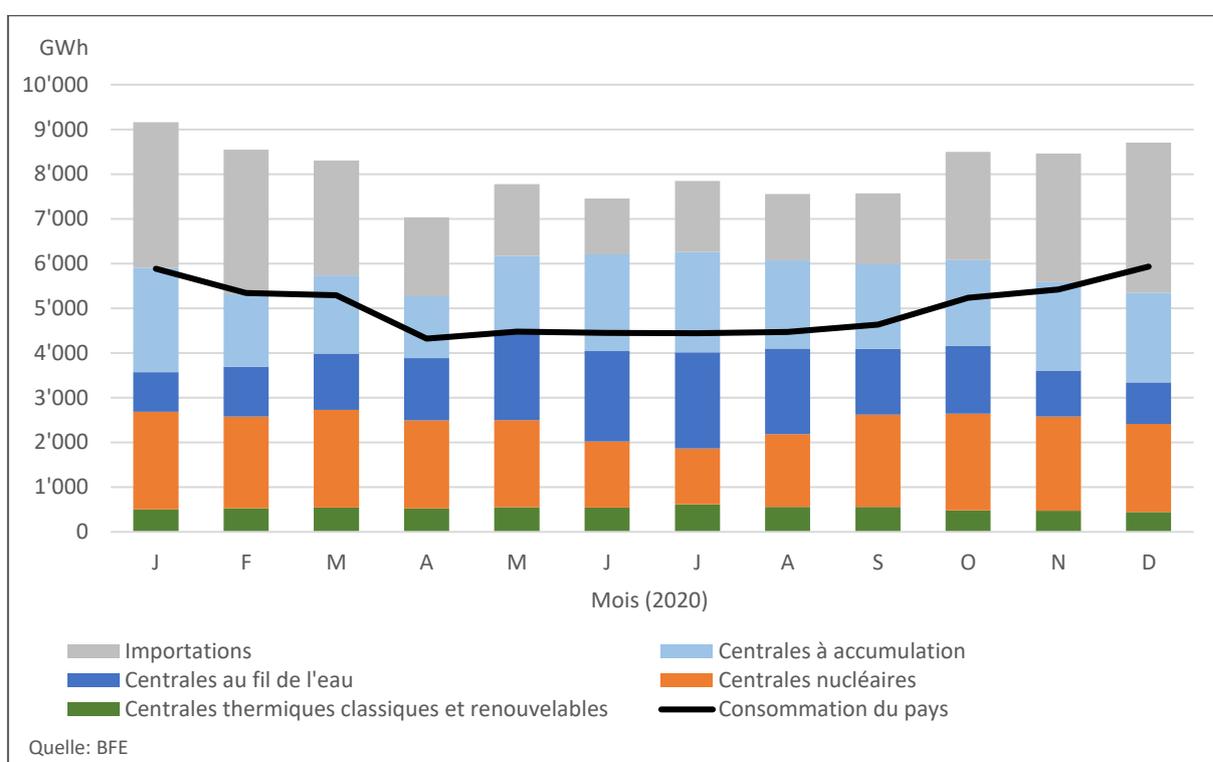
contribuer à garantir l’approvisionnement du pays, mais le problème de la sécurité d’approvisionnement demeure au niveau européen. L’approvisionnement adéquat de la Suisse repose sur deux piliers: *premièrement, sur un raccordement approprié de la Suisse avec les pays voisins*. Deuxièmement, les pénuries éventuelles au niveau des exportations européennes peuvent être compensées par le *principal pilier de l’approvisionnement suisse, la flexibilité de la force hydraulique*, car elles se produisent notamment au milieu de l’hiver, et non à la fin de celui-ci. La force hydraulique peut couvrir la charge en Suisse même dans des scénarios critiques, car la dynamique horaire et journalière de la demande sur le réseau électrique européen laisse en général suffisamment de temps pour recourir aux importations et aux centrales à accumulation. Dès lors, la Suisse fait aussi partie, en général, des pays exportateurs pendant les phases critiques de l’approvisionnement, quelle que soit sa propre demande locale. *Un développement accru des énergies renouvelables aura donc une influence positive sur l’approvisionnement en Suisse*, car l’injection supplémentaire – même si elle ne se produit pas pendant la charge de pointe – accroîtra la flexibilité du pays en relation avec le besoin d’importations et l’utilisation de la force hydraulique. D’après l’étude 2019 sur l’adéquation du système, il convient de poursuivre le monitoring régulier des évolutions possibles en Suisse et en Europe afin d’identifier à temps les tendances potentiellement critiques sur le long terme et de prendre les mesures nécessaires. Il faut souligner le fait que l’étude 2019 sur l’adéquation du système ne fournit pas encore de conclusion définitive pour la variante de l’électrification, car aucun scénario complet de décarbonisation d’ici à 2050 n’est reproduit pour la Suisse et l’UE (sources: Université de Bâle/EPFZ, 2019+2017).

La Commission fédérale de l’électricité (EiCom) a publié à la mi-juin 2020 une étude sur l’adéquation du système à l’**horizon 2030**, qui s’appuie, comme l’étude 2018, sur des hypothèses relatives au secteur de l’énergie et à la politique énergétique en Suisse et en Europe ainsi que sur les scénarios en découlant. Ces hypothèses et la structure des scénarios reposent sciemment sur l’étude 2018, sans pour autant négliger les développements récents. Comme dans l’étude 2018, celle de 2020 exclut donc la conclusion d’un accord sur l’électricité et table plutôt sur des accords techniques bilatéraux dans le cadre de l’implémentation du règlement établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l’électricité (*system operation guideline, SOGL*), c’est-à-dire du processus SAFA (*synchronous area framework agreement*). Dans le scénario de base, l’EiCom part donc de l’hypothèse que les capacités transfrontalières potentiellement disponibles sur le plan technique et énergétique continueront de diminuer en raison des conditions-cadres politiques, en supposant que les pays voisins optimiseront de plus en plus leurs avantages communs aux dépens de la Suisse en vertu des dispositions réglementaires de l’UE. Les flux non planifiés se traduisant par une charge accrue des éléments critiques du réseau, les capacités d’importation résiduelles diminuent pour la Suisse. L’étude 2020 sur l’adéquation du système émet cependant l’hypothèse d’une durée d’exploitation prévue de 60 ans pour les centrales nucléaires suisses en raison des investissements consentis. D’après l’EiCom, les résultats chiffrés permettent de conclure que l’adéquation du système dans les scénarios probables (scénario de base 2030 et scénario de stress 1-2030) peut être assurée par le marché. Il convient toutefois de noter que le scénario de base probable part précisément de l’hypothèse d’une disponibilité maximale de la production suisse et de l’énergie de ruban en France, de la conclusion du processus SAFA et des capacités d’importation en découlant. Étant donné que d’ici à 2030, une partie supplémentaire de la production d’énergie de ruban sera hors service en Allemagne, l’importance de la disponibilité des productions françaises (et suisses) durant le semestre d’hiver continuera de progresser. La production contrôlable accrue en France en 2030 apparaît comme la principale amélioration par rapport à la situation de 2025. Du fait de la plus faible probabilité de pénuries d’approvisionnement en France, le risque d’importer de telles pénuries en Suisse diminue également. Les résultats des scénarios de stress pour 2030 indiquent également qu’on ne peut pas exclure l’apparition de situations avec de l’énergie non fournie durant le semestre d’hiver en cas d’enchaînement de circonstances malheureuses. Au regard des hypothèses de départ, les problèmes d’approvisionnement sont le plus probables l’hiver, en particulier quand les deux grandes centrales nucléaires ne devraient pas être disponibles. L’étude conclut qu’un système aussi central pour tous les domaines de la vie que l’approvisionnement en électricité ne devrait pas être exploité à ses limites dans la durée. Il apparaît donc urgent d’aborder la question de la mesure dans laquelle il est nécessaire de développer la production hivernale en Suisse, avec quelle technologie et selon quel horizon temporel (source: EiCom, 2020b + 2018).

À titre complémentaire, les gestionnaires de réseau de distribution des États membres du Forum pentalatéral de l'énergie (Allemagne, France, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Autriche et Suisse) ont publié en mai 2020 leur troisième rapport commun sur la sécurité régionale de l'approvisionnement en électricité (Europe centrale et occidentale) jusqu'à l'horizon 2025. Les résultats concernant la Suisse ne révèlent aucune pénurie d'approvisionnement notable dans le scénario de base (source: PENTA, 2020).

## Production électrique, importations et consommation au cours de l'année

En raison de la configuration du parc de centrales électriques sur le territoire national, la production électrique suisse, considérée au cours de l'année, atteint son maximum en été, lorsqu'en particulier la production électrique des centrales au fil de l'eau est élevée. Durant la période estivale, la part des centrales nucléaires est régulièrement plus faible en raison des révisions. La consommation nationale atteint son maximum en hiver en raison du besoin d'énergie plus important alors pour chauffer les locaux. L'indicateur suivant illustre ces relations au cours de l'année civile 2020 tout en présentant les importations physiques.

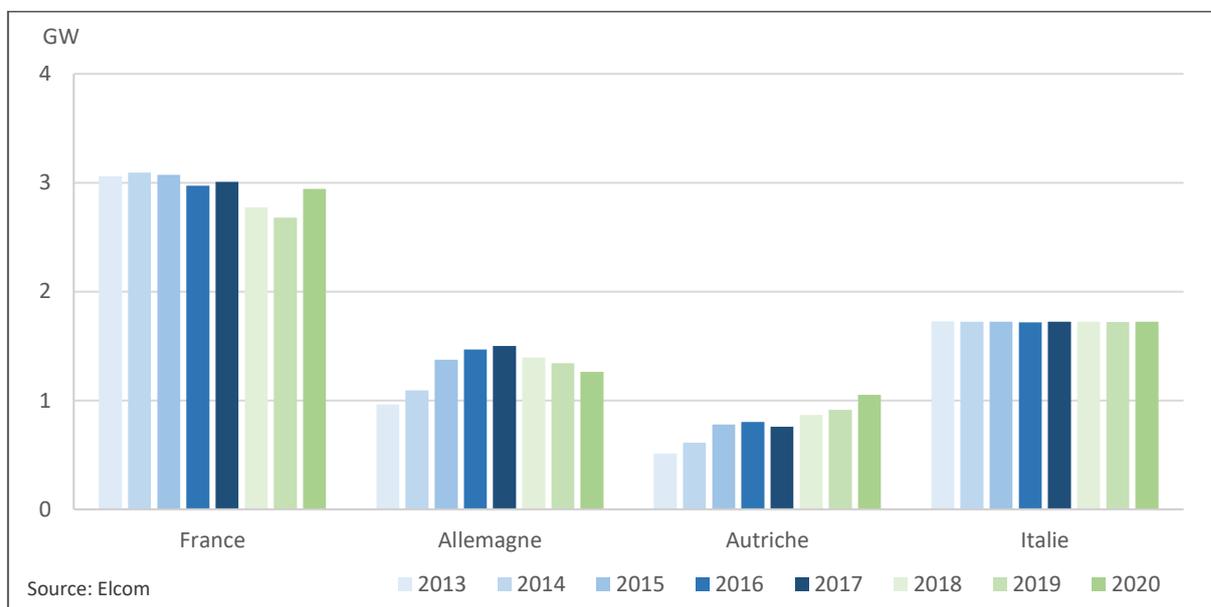


**Figure 24** Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2020

L'analyse mensuelle montre que la Suisse produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme pendant les mois d'été (cf. *figure 24*). De ce fait, pendant la période estivale, la Suisse exporte plus d'électricité qu'elle n'en importe. En revanche, pendant les mois d'hiver, la production électrique indigène ne suffit pas à couvrir la consommation nationale d'électricité, de sorte que la Suisse présente un solde importateur. En 2020, cette situation était peu marquée malgré la mise à l'arrêt de la centrale nucléaire de Mühleberg le 20 décembre 2019. Cela s'explique principalement par la hausse de la production issue de la force hydraulique pendant les trimestres d'hiver et par la disponibilité accrue de la centrale nucléaire de Gösgen, qui a établi un record de production en 2020. Dans le même temps, la consommation du pays a diminué, en partie en raison des effets du confinement (source: OFEN, 2021c).

## Capacités d'importation

Compte tenu de sa position au cœur de l'Europe, la Suisse est bien raccordée aux réseaux de transport de ses pays voisins, la France, l'Allemagne, l'Autriche et l'Italie. Les lignes transfrontalières permettent donc à la Suisse de couvrir une partie de sa demande d'électricité par les importations. La capacité de transfert nette (NTC pour «Net Transfer Capacity»), définie par les gestionnaires de réseau de transport, indique la capacité d'importation maximale commercialement utilisable par frontière pour assurer l'approvisionnement en électricité de la Suisse sans menacer la stabilité du réseau.



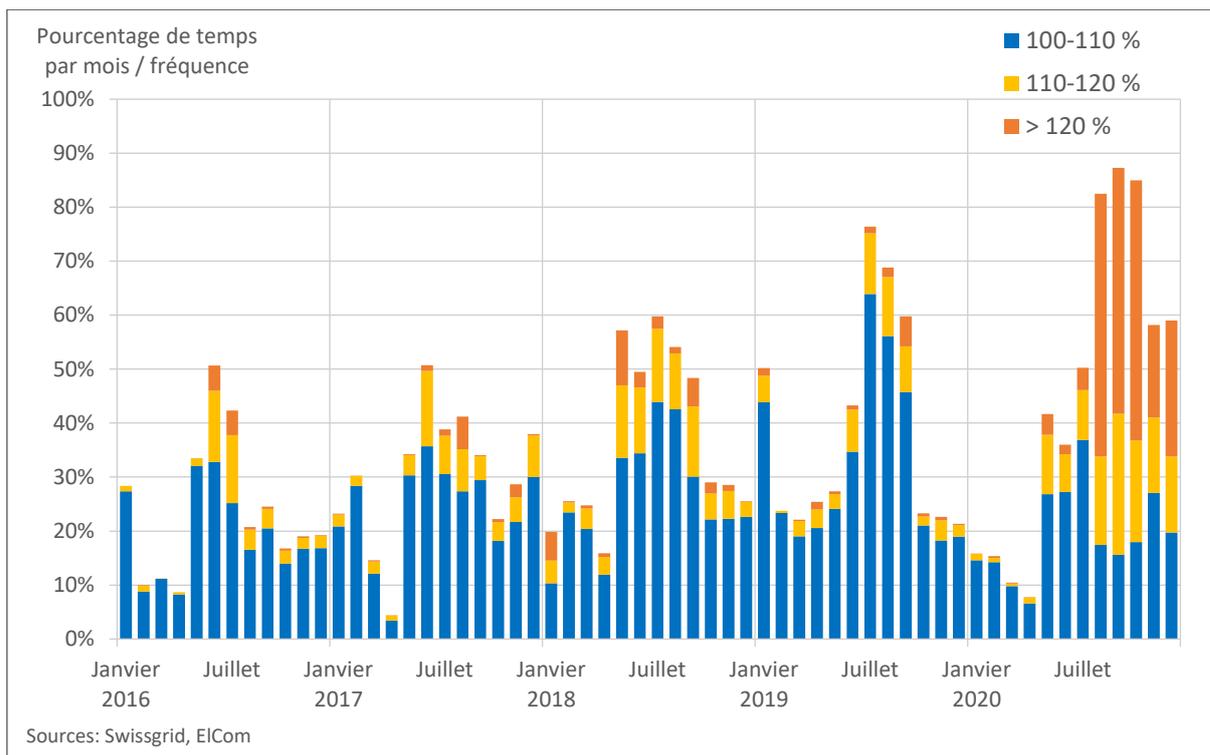
**Figure 25** Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)

La *figure 25* illustre la moyenne horaire annuelle des capacités d'importation à chacune des quatre frontières nationales de la Suisse (la capacité de la Principauté de Lichtenstein est intégrée dans celle à la frontière avec l'Autriche). À la frontière nord (Autriche, Allemagne, France), la capacité d'importation en provenance de France a légèrement progressé en 2020, tandis que celle en provenance d'Allemagne a continué à diminuer en moyenne. Cette baisse a néanmoins été compensée par l'augmentation de la capacité d'importation en provenance d'Autriche, dont le marché de gros est découplé du marché allemand depuis octobre 2018. À l'inverse, la capacité d'importation en provenance d'Italie est restée, en moyenne, relativement stable. Jusqu'à présent, dans des situations normales, celle-ci est encore considérée comme moins pertinente pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse que la capacité d'importation à la frontière nord. Avec la volatilité croissante des marchés et la sortie du nucléaire et du charbon en Allemagne, les importations en provenance d'Italie gagneront également en importance à l'avenir, notamment en raison de l'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim, en France, en 2020 et de la centrale de Mühleberg fin 2019 en Suisse. Des mesures visant à accroître la capacité d'importation depuis l'Italie ont déjà été engagées; elles devraient porter leurs fruits dès le printemps 2022 (source: Elcom, 2021a).

## Charge N-1 sur le réseau de transport

Le respect du critère N-1 est un paramètre essentiel pour l'exploitation du réseau de transport. Ce critère veut qu'en cas de défaillance d'un élément quelconque du réseau, les valeurs de charge des éléments restants ne dépassent pas 100%. Cette analyse repose non pas sur la charge effective du réseau mais sur une simulation consistant à calculer la charge hypothétique du réseau en cas de défaillance d'un de ses éléments essentiels. Ce calcul est l'un des principaux fondements de la gestion système, tant du point de vue préventif que pour l'adoption de mesures curatives. Ces simulations sont répétées toutes les cinq minutes et agrégées en valeurs au quart d'heure dans la présente évaluation.

Les valeurs de charge de l'élément du réseau le plus fortement sollicité sont ensuite réparties en trois catégories: 100 à 110%, 110 à 120% et plus de 120%.



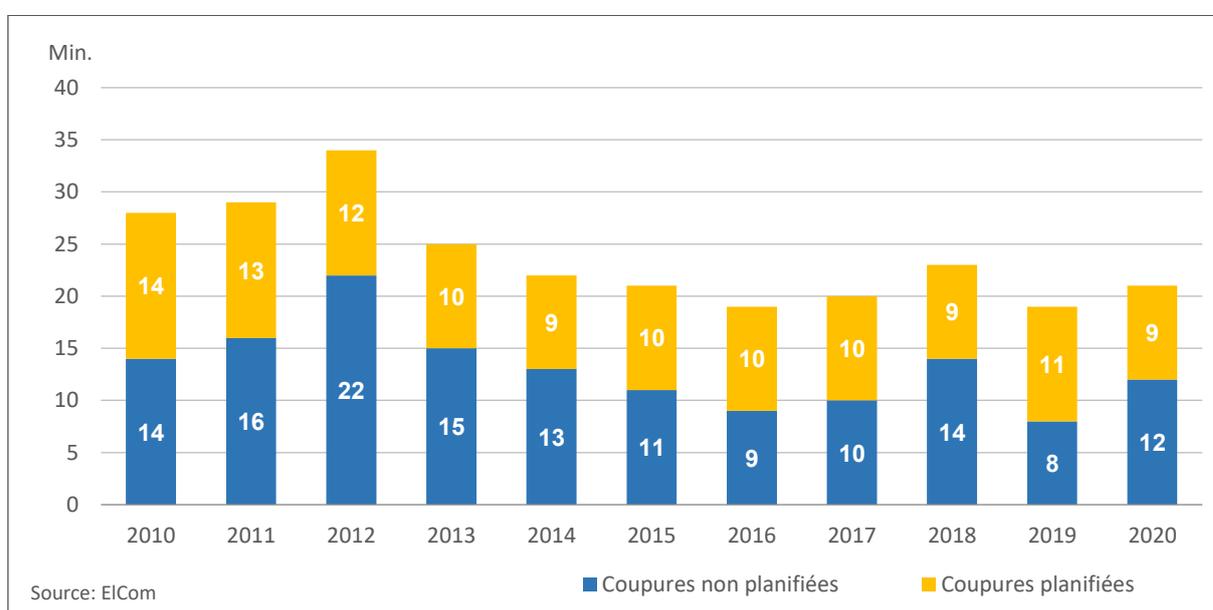
**Figure 26** Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport

La figure 26 présente la charge simulée du réseau depuis 2016 en situation N-1. Les valeurs de charge maximales des éléments restants du réseau en cas de défaillance potentielle s'inscrivaient pour la plupart dans la catégorie 100-110% jusqu'en 2020. Cette même année, on constate des valeurs élevées au second semestre en raison d'une forte production en Suisse et des flux en direction de la France qui sont liés à l'installation provisoire de La Bâtiaz: pour connecter la centrale de Nant de Drance au réseau électrique avant l'achèvement de la troisième et dernière ligne de raccordement, Swissgrid a provisoirement accru la tension de l'une des deux lignes aériennes entre La Bâtiaz et Le Rosel, la passant de 220 à 380 kV (cf. *champ thématique Développement du réseau*). De plus, des violations prolongées du critère N-1 ont été recensées en fin d'année en Valais et au Tessin. La sécurité du réseau était garantie malgré des charges parfois élevées. On peut néanmoins supposer que la charge du réseau était plutôt inférieure en 2020 à celle des autres années en raison des charges plus faibles (dus à la pandémie). Une comparaison saisonnière montre que les valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sont plus élevées durant les mois d'été que durant les mois d'hiver. Cette hausse est d'une part due à la mise hors service d'éléments du réseau afin d'en assurer la maintenance et, d'autre part, au fait que les températures élevées de l'été réduisent les performances du réseau électrique. Aux semestres d'hiver 2015-2016 et 2016-2017, la situation d'approvisionnement était parfois tendue. De ce fait, il a fallu importer davantage d'énergie, en particulier en janvier 2016 et en février 2017, ce qui s'est traduit par un niveau élevé de la charge de base du réseau électrique. La charge simulée du réseau a globalement eu tendance à augmenter ces deux dernières années. Une comparaison saisonnière permet d'observer une augmentation des valeurs à la fois durant le semestre d'hiver que durant le semestre d'été. Le niveau des violations du critère N-1 dépend notamment de la qualité des prévisions des flux de charge par les GRT. La tendance à la hausse durant le semestre hivernal s'explique notamment par l'augmentation des flux de transit non planifiés qui découlent de l'optimisation du couplage du marché basé sur les flux dans la région centre ouest de l'Europe (AT, DE, LU, NL, BE). En particulier pendant les heures creuses, les capacités ont été augmentées en 2018 et 2019 aux dépens de la sécurité du réseau en Suisse. Durant le semestre d'été, l'augmentation des violations du critère N-1 s'expliquent par la part accrue de la production stochastique. Par le passé, l'énergie hydraulique très flexible

était déjà exportée l'été aussi bien vers le nord qu'en Italie. La volatilité de la production tend à augmenter globalement en Europe, ce qui rend les prévisions de la charge du réseau plus difficile. Ceci se reflète également dans les violations du critère N-1 (source: EICOM, 2020d).

## Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau

L'EICOM suit et analyse depuis 2010 l'évolution de la qualité de l'approvisionnement sur les principaux réseaux de distribution de la Suisse. Conformément à la norme internationale, toutes les coupures d'approvisionnement électrique d'une durée égale ou supérieure à trois minutes sont enregistrées. L'analyse repose sur l'indice SAIDI («System Average Interruption Duration Index»), usuel sur le plan international, qui indique la durée annuelle moyenne pendant laquelle un consommateur final a été privé de courant en raison d'une coupure de l'approvisionnement en électricité. On distingue les coupures planifiées (p. ex. les interruptions aux fins d'entretien des installations, que le gestionnaire de réseau annonce au moins 24 heures à l'avance) des coupures non planifiées (p. ex. causées par un événement naturel, une défaillance humaine, un incident d'exploitation, une intervention de tiers ou un cas de force majeure). L'examen de la qualité de l'approvisionnement se concentre sur les coupures non planifiées.



**Figure 27** Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI)

En 2020, la durée moyenne d'interruption par consommateur final en Suisse était globalement de 21 minutes (cf. *figure 27*), soit une hausse de deux minutes par rapport à l'année précédente. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures planifiées était meilleure que celle de l'année précédente et s'inscrivait à neuf minutes par consommateur final. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures non planifiées était de douze minutes, ce qui reste satisfaisant. Elle était inférieure de quatre minutes à l'année précédente. Sur le long terme, on a observé au cours des onze dernières années une évolution positive de l'indice SAIDI en Suisse. L'amélioration de l'indice SAIDI au cours des années 2014, 2015 et 2016 par rapport aux années précédentes (2010–2013) s'explique principalement par la diminution des coupures dues aux événements naturels et aux causes relevant de l'exploitation. En 2018, les minutes d'interruption liées aux coupures non planifiées ont légèrement progressé, principalement à cause de la tempête Éléonor (également appelée Burglind) en janvier de cette même année. Il y a eu en 2019 beaucoup moins de coupures non planifiées. L'année 2020 devrait s'inscrire dans la moyenne de la statistique sur la qualité de l'approvisionnement électrique. Selon les informations officielles du Conseil des régulateurs européens de l'énergie («Council of European Energy Regulators»),

CEER), la Suisse fait partie des pays disposant de la meilleure qualité d'approvisionnement en Europe<sup>24</sup> (sources: EICOM, 2021a+c).

## Sécurité de l'approvisionnement en gaz

La Suisse est bien intégrée au réseau de transport européen de gaz naturel. Son intégration est essentielle pour la sécurité d'approvisionnement en gaz du pays. Suite à la crise du gaz survenue en 2009 entre l'Ukraine et la Russie, l'UE a renforcé sa gestion des crises du gaz. Elle a notamment institué à cet effet un groupe de coordination «gaz naturel» (Groupe de coordination pour le gaz, GCG). Le règlement UE n° 994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel obligeait les États membres de l'UE à réaliser une évaluation des risques affectant leur approvisionnement en gaz naturel et à établir un plan d'action préventif et un plan d'urgence. Afin d'améliorer la sécurité de son approvisionnement et de coopérer avec le GCG, l'OFEN a établi deux rapports conformément aux directives européennes; sur la base de l'«Évaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse», il a élaboré un plan d'action préventif et un plan d'urgence pour le gaz naturel (OFEN, 2014+2016)<sup>25</sup>. Dans le domaine du gaz, le monitoring observe certains indicateurs issus de ces rapports.

## Installations bicomcombustibles

Les clients finaux dotés d'installations bicomcombustibles peuvent au besoin, principalement dans le domaine industriel, passer du gaz naturel aux produits pétroliers (généralement du mazout extraléger). Comme la Suisse ne dispose ni de sa propre production de gaz naturel ni de grandes installations de stockage de gaz, les installations bicomcombustibles représentent un élément important pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz du pays<sup>26</sup>. Si nécessaire, la consommation de gaz des gros consommateurs peut être remplacée par du mazout de chauffage afin de continuer à assurer l'approvisionnement en gaz des autres consommateurs<sup>27</sup>. Si du gaz peut être acheté sur le marché de gros des pays environnants et importé en Suisse et si les capacités sont disponibles, il est possible d'éviter partiellement ou totalement le passage au mazout de ces installations. Des réserves obligatoires de mazout sont constituées en Suisse en remplacement du gaz pour les installations bicomcombustibles (*cf. encadré p. 65*), afin de couvrir environ quatre mois et demi de consommation de gaz naturel de ces installations au cas où les approvisionnements en pétrole et en gaz naturel seraient simultanément perturbés.

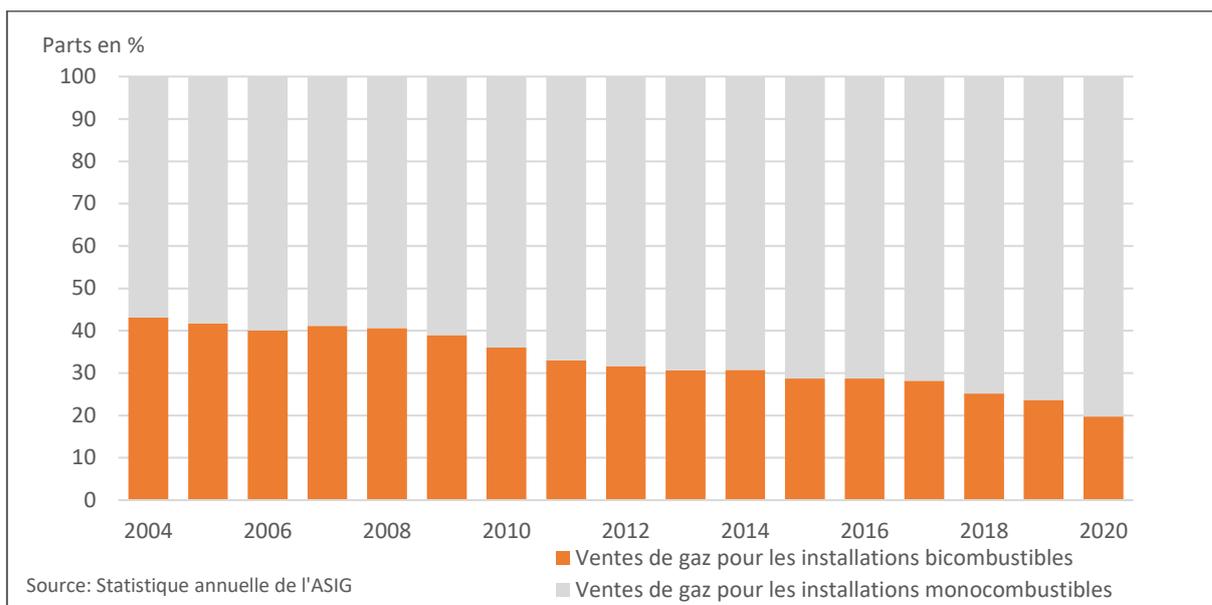
---

<sup>24</sup> Cf. «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply»

<sup>25</sup> Le règlement a été révisé fin 2017 (règlement UE n°2017/1938). La révision comprend principalement une coopération plus intensive entre les États membres de l'UE et ne considère guère les États tiers. Par conséquent, à ce stade, la Suisse n'a pas mis à jour son évaluation des risques et ses plans d'action préventifs et d'urgence. Elle continue cependant à suivre les activités dans ce domaine.

<sup>26</sup> Les installations bicomcombustibles servent aussi à augmenter la flexibilité dans l'acquisition de gaz naturel et permettent une optimisation des coûts. Ces installations sont également utilisées pour optimiser la stabilité du réseau.

<sup>27</sup> En Suisse il n'existe pas de clients protégés au sens du règlement UE n°2017/1938.



**Figure 28** Ventes de gaz pour les installations mono- et bicombustibles (parts en%)

Actuellement, à peine 20% de la consommation annuelle de gaz en Suisse peuvent être substitués à court terme par du mazout grâce aux installations bicombustibles. Ce potentiel peut toutefois diminuer lors de basses températures, si les clients de gaz naturel dotés d'une installation bicombustible sont déjà passés du gaz au mazout en vertu d'une convention contractuelle. La part du gaz vendue en Suisse pour les installations bicombustibles est élevée en comparaison mondiale. Mais cette part a diminué ces dernières années, comme le montre la *figure 28*. Cette baisse est particulièrement prononcée en 2020, car la production dans l'industrie (où se trouvent la plupart des installations bicombustibles) a diminué en raison de la pandémie. L'Approvisionnement économique du pays, en collaboration avec l'industrie gazière examine, actuellement des mesures supplémentaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement à court terme même si les conditions-cadre venaient à changer (source: ASIG, 2021).

## Normes relatives aux infrastructures

Les normes relatives aux infrastructures permettent d'évaluer dans quelle mesure le système d'approvisionnement en gaz serait capable de couvrir la demande de l'ensemble de la Suisse pendant une journée de demande exceptionnellement élevée (froide journée d'hiver) – dont la probabilité statistique est d'une fois en vingt ans – même en cas de défaillance du plus grand point d'injection (examen N-1). La Suisse calcule ces normes conformément aux dispositions correspondantes du règlement de l'UE et une analyse a été publiée pour la première fois en 2014 (OFEN, 2014)<sup>28</sup>. Le Tessin et la vallée grisonne du Rhin ne sont pas considérés dans le calcul de la valeur N-1, car ces régions ne sont pas ou que très peu raccordées au reste du réseau suisse de gaz naturel. L'évaluation des normes relatives aux infrastructures ne tient compte que de la capacité d'injection et ignore le pays de destination final du gaz injecté (défini selon les contrats de livraison). Une grande partie du gaz transporté en Suisse par le gazoduc de transit n'est pas destinée au marché intérieur. De même, d'autres gazoducs de transport acheminent du gaz destiné à l'étranger. En général, l'indicateur est mis à jour tous les deux ans.

<sup>28</sup> Comme les composantes de la formule N-1 ont été révisées, les valeurs présentées dans le présent rapport de monitoring pour 2011/2012 et 2012/2013 s'écartent légèrement de celles du rapport sur l'évaluation des risques de 2014.

Période de référence (semestres d'hiver) <sup>29</sup>	N-1 Demande totale de la Suisse	N-1 Demande des clients monocombustibles (ne pouvant pas passer au mazout)
2011/2012 2012/2013	151%	227%
2013/2014 2014/2015	152%	216%
2016/2017 2017/2018	229% (128%)	319% (178%)
2018/19 2019/20	228%	307%

**Figure 29** Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (Sources: Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN)

Le critère N-1 est rempli si le résultat du calcul atteint au moins 100%. Comme la *figure 29* l'indique, cette condition était remplie durant les quatre périodes considérées (semestres d'hiver), tant pour la demande totale «maximale» (c'est-à-dire sans passage au mazout) que pour la demande «maximale» des clients équipés d'une installation monocombustible (pas de possibilité de passer au mazout). Les deux premières valeurs N-1 calculées se situent dans un même ordre de grandeur. S'agissant des dernières périodes calculées, les valeurs N-1 sont bien plus élevées: depuis août 2017, il est possible selon Swissgas de transporter du gaz d'Italie via le col du Gries également de manière physique grâce au flux inversé («reverse flow»). Puisque cette possibilité ne s'applique pas à toute la période de référence (2016/17 et 2017/18), une valeur sans le flux inversé est également indiquée entre parenthèses<sup>30</sup>. De même, la mise hors service depuis fin septembre 2017 du gazoduc transeuropéen TENP I et par conséquent la réduction d'environ 50% des capacités de sortie (de l'Allemagne vers la Suisse) à Wallbach (AG) à la frontière allemande ont également été considérées dans les calculs le plus récents, étant donné qu'à Wallbach les capacités de sortie allemandes sont en fait déterminantes pour les capacités d'entrée suisses. La différence entre les deux dernières périodes peut s'expliquer par une légère hausse de la demande en gaz escomptée (sources: Swissgas et ASIG, 2020 / calculs de l'OFEN).

## Sécurité de l'approvisionnement en pétrole

### Diversification des moyens de transport

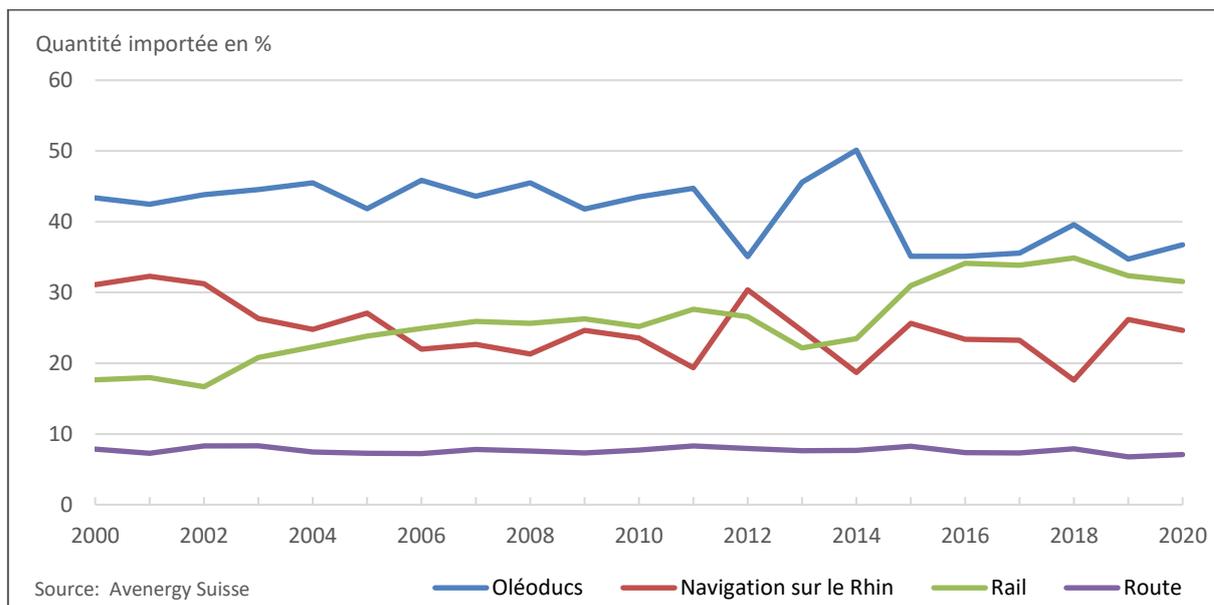
Le pétrole brut et les produits pétroliers comme l'essence, le diesel ou le mazout sont acheminés par diverses voies en Suisse, où ils sont distribués. Les principales voies d'importation se situent surtout dans la partie ouest du pays: à Bâle avec la navigation rhénane et dans les cantons raccordés à des oléoducs<sup>31</sup>. Des importations s'effectuent aussi par le rail et par camion. La distribution fine à l'intérieur

<sup>29</sup> Une période de référence de deux semestres d'hiver correspond à la pratique éprouvée des fournisseurs de gaz pour adapter la demande de gaz en fonction des effets des températures. En ce qui concerne les capacités, les données disponibles les plus récentes de la période de référence sont utilisées.

<sup>30</sup> Grâce au flux inversé, le col du Gries devient le plus grand point d'injection. En l'absence du flux inversé, comme pour les deux premières périodes de calcul, Wallbach est le plus grand point d'injection.

<sup>31</sup> Oléoduc du Jura neuchâtelois OJNSA (NE), oléoduc du Rhône ORH (VS; hors service depuis 2015 en raison de l'arrêt de l'exploitation de la raffinerie de Collombey), oléoduc multi-produit SAPPRO (GE; Marseille-Genève/Vernier).

du pays se fait principalement par camion. La diversification des moyens et voies de transport pertinents – oléoduc, bateau, rail ou route – revêt donc une importance cruciale s'agissant d'évaluer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole de la Suisse. L'indicateur montre l'évolution des parts d'importation de pétrole couvertes par les divers moyens de transport.



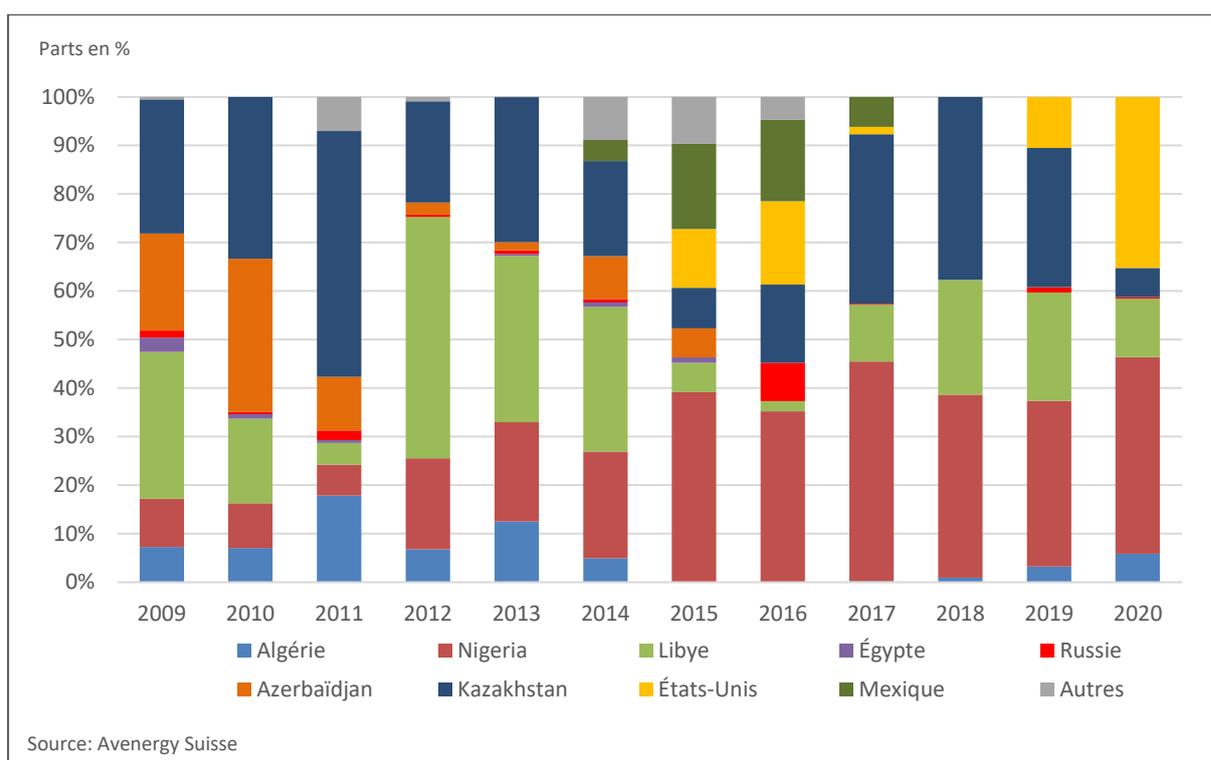
**Figure 30** Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %)

La *figure 30* montre que les parts respectives des moyens de transport sont restées relativement stables entre 2003 et 2010 s'agissant de l'importation de pétrole (pétrole brut et produits). Par contre, en 2011, les transports sur le Rhin ont régressé de 20% par rapport à l'année précédente. Cette diminution s'explique par l'interdiction de naviguer sur le fleuve pendant tout le mois de janvier en raison d'un accident de navire et par les niveaux d'eau extrêmement bas en mai et en novembre. De ce fait, 5% de produits pétroliers supplémentaires ont été importés par le rail et 25% de plus par l'oléoduc SAPPRO. En 2012, suite à l'arrêt de l'exploitation de la raffinerie de Cressier (NE) pendant environ six mois, les importations de pétrole brut par oléoduc ont baissé d'environ un quart. Près de 60% de produits pétroliers supplémentaires ont été transportés par le Rhin pour compenser cette perte de production. En 2013, les parts des moyens de transport de pétrole avaient retrouvé leurs niveaux pluriannuels respectifs. En 2014, les ventes de mazout ont baissé par rapport à l'année précédente, en raison surtout des conditions météorologiques clémentes et, peut-être aussi, du relèvement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>. Les importations de mazout passent en majeure partie par la navigation sur le Rhin, ce qui explique la baisse marquée de ce mode de transport. En revanche, les importations de pétrole brut (intégralement par oléoduc) ont augmenté cette année-là. Les importations de pétrole brut par oléoduc ont nettement baissé en 2015: l'arrêt de la production à la raffinerie de Collombey, à la mi-mars, a induit une augmentation des importations de produits finis, qui sont davantage acheminés par le rail et la voie rhénane. Les transports ferroviaires ont continué de progresser en 2016, avant que leur tendance à la hausse ne soit temporairement freinée en 2017, parce que la ligne ferroviaire du Rhin supérieur était interrompue partiellement pendant quelques semaines. À l'automne 2018, le niveau historiquement bas du Rhin à la suite de la sécheresse durable a fortement affecté les importations réalisées via ce fleuve. La baisse correspondante des volumes de marchandises n'a pu être compensée que partiellement par les autres canaux, ceux-ci étant déjà fortement sollicités en raison de l'impact de cette situation sur les pays limitrophes. La Confédération a donc autorisé des prélèvements provisoires sur les réserves obligatoires de diesel, d'essence et de kérosène pour surmonter ces difficultés d'approvisionnement. À partir de 2019, la situation est revenue à la normale sur le Rhin. En 2020, les parts afférentes aux divers moyens de transport étaient les suivantes: 36,7% pour les oléoducs, 31,5% pour le rail, 24,6% pour la navigation rhénane et 7,1% pour la route (la part de transport aérien est négligeable). Les moyens de trans-

port sont donc largement diversifiés et substituables pour certains, ce qui influence positivement la sécurité d’approvisionnement. De plus, si l’approvisionnement est perturbé, la Suisse est en mesure de couvrir intégralement la consommation des principaux produits pétroliers pendant au moins 3 (kérosène) ou 4,5 mois grâce à ses importantes réserves obligatoires (cf. encadré p. 61), comme ce fut le cas en 2015 et en 2018 (sources: Avenergy Suisse, 2021, OFAE, 2019).

## Portefeuille d’importation de pétrole brut

L’une des stratégies visant à garantir la sécurité de l’approvisionnement énergétique dans le domaine pétrolier consiste à largement diversifier le portefeuille d’importation du pétrole. Un approvisionnement diversifié induit une plus forte résistance de la chaîne d’approvisionnement et, de ce fait, une meilleure sécurité d’approvisionnement. L’indicateur suivant ventile les importations de pétrole brut par pays de provenance<sup>32</sup>.



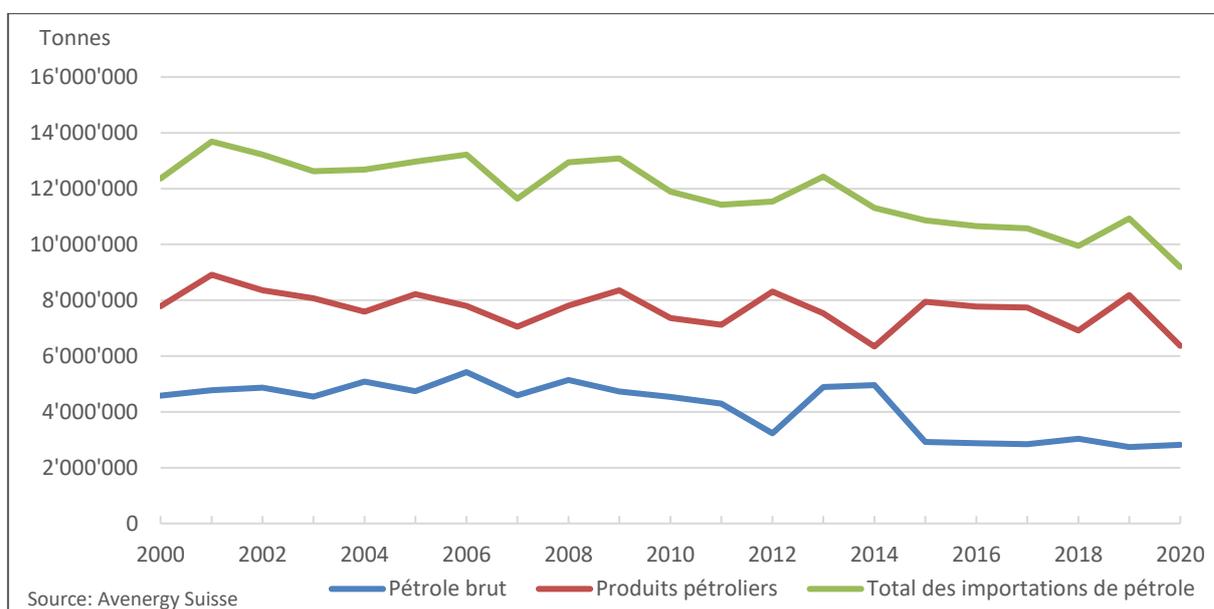
**Figure 31** Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)

Le Nigeria et les États-Unis étaient les principaux fournisseurs de pétrole brut en 2020, suivis par la Libye, le Kazakhstan, l’Algérie et, dans une bien moindre mesure, la Russie. En 2020, le pétrole brut a donc été importé depuis six pays. Les parts des pays producteurs dans le portefeuille d’importation de pétrole brut de la Suisse ont fortement fluctué ces dernières années (cf. figure 31). À partir de 2009, par exemple, les importations de Libye se sont effondrées suite à des différends diplomatiques et des troubles politiques. Le Kazakhstan, l’Azerbaïdjan et l’Algérie, en particulier, ont sauté dans la brèche. Entre 2012 et 2014, la Libye était de nouveau le principal fournisseur de pétrole brut de la Suisse. Le Nigeria occupe cette position depuis 2015, les importations de Libye s’étant une nouvelle fois effondrées, avant de se rétablir quelque peu en 2017 et de poursuivre leur progression en 2018. En outre, la Suisse a importé une part notable de pétrole brut des États-Unis en 2015, 2016, 2019 et surtout en 2020. Les grands changements survenus dans les importations suisses de pétrole brut montrent la

<sup>32</sup> La Suisse importe pratiquement exclusivement les produits pétroliers de pays de l’UE. L’origine et la quantité de pétrole brut importé sous-jacente ne peuvent pas être déterminées avec précision.

flexibilité de l'approvisionnement sur le marché du pétrole (source: Avenergy Suisse, 2021, OFAE, 2019).

## Importations de pétrole brut et de produits pétroliers



**Figure 32** Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières

Comme le montre la *figure 32*, les importations pétrolières globales tendent à baisser depuis l'an 2000 (courbe verte). En 2018, elles sont passées sous la barre des 10 millions de tonnes pour la première fois depuis 1970, confirmant ainsi une tendance à long terme. Cette baisse peut s'expliquer par des effets de substitution (le gaz ou les pompes à chaleur remplacent le mazout), par les mesures d'efficacité énergétique, par la consommation croissante de carburants biogènes, par la diminution des degrés-jours de chauffage, par le progrès technologique et par des mesures politiques (étiquette-énergie pour les voitures de tourisme, taxe sur le CO<sub>2</sub> grevant les combustibles fossiles). En 2019, les importations ont augmenté par rapport à l'année précédente car il a de nouveau fallu compenser les réserves obligatoires autorisées à l'automne 2018, en particulier des réserves de diesel. Les importations de mazout ont également augmenté. En 2020, les importations de produits pétroliers ont chuté de plus de 22%, principalement en raison de la pandémie de COVID-19 et de la baisse de la demande qui en a résulté. Les températures plus clémentes par rapport à l'année précédente ont également contribué à cette baisse. Les conditions météorologiques, la conjoncture et l'évolution des prix sont tenus pour être à l'origine des fluctuations à court terme. Globalement, le pétrole et ses produits dérivés demeurent un agent énergétique important (environ 44% de la consommation finale d'énergie, cf. *figure 21*). Mais en l'occurrence ici également, la sécurité de l'approvisionnement est garantie malgré la dépendance de l'étranger, car la Suisse est intégrée dans un marché mondial qui fonctionne bien et qui peut normalement compenser les fluctuations à court terme. Fondamentalement, disposer de ses propres raffineries représente un avantage pour la Suisse, mais une fermeture éventuelle ne menacerait pas l'approvisionnement du pays en combustibles et carburants fossiles, puisqu'il est possible d'importer la totalité des produits pétroliers finis (en 2020, 99,6% des produits finis provenaient de l'UE). Des volumes supplémentaires de produits pétroliers ont toutefois dû être importés par les modes de transport existants (navigation rhénane, rail, route, oléoduc SAPPRO; cf. *indicateur «moyens de transport»*). En cas d'indisponibilité de la seule raffinerie suisse en exploitation située à Cressier, l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) s'attend à des manques de capacités à court terme dans la logistique de l'approvisionnement en pétrole, en particulier si une interruption de l'approvisionnement devait simultanément frapper l'oléoduc SAPPRO et/ou la navigation sur le Rhin. En cas d'urgence toutefois, il serait possible de recourir temporairement aux vastes réserves obligatoires constituées en Suisse pour

compenser un éventuel déficit de produits pétroliers pendant plusieurs mois (*cf. encadré*) (source: Avenenergy Suisse, 2021, OFAE, 2019).

### **Stockage obligatoire de produits pétroliers**

Les réserves obligatoires de produits pétroliers servent à approvisionner le pays de manière continue avec ces agents énergétiques au cas où l'approvisionnement de la Suisse serait entravé. Les causes possibles d'une perturbation de l'approvisionnement sont nombreuses: de la rupture des importations due à des troubles dans les pays de production aux restrictions de la navigation sur le Rhin en raison du niveau bas ou élevé des eaux ou d'une défectuosité des écluses, en passant par l'indisponibilité des raffineries ou des oléoducs et les perturbations des réseaux logistiques et des technologies de l'information et de la communication (TIC). Cependant, l'expérience montre qu'une combinaison d'événements dommageables doit affecter les infrastructures logistiques ou TIC pour qu'une importante pénurie survienne en Suisse. S'agissant des produits pétroliers, le défi de l'approvisionnement consiste à les importer de manière sûre en quantités suffisantes et de les distribuer en Suisse. Le stockage obligatoire de produits pétroliers joue donc un rôle important pour pallier les ruptures d'importations prolongées (en semaines voire en mois). Le volume des réserves obligatoires de produits pétroliers (y c. les stocks obligatoires visant à suppléer le gaz naturel) dépend de la couverture des besoins visée<sup>33</sup>. Le volume des stocks obligatoires de produits pétroliers et ses variations dépendent par conséquent directement de la consommation indigène.

---

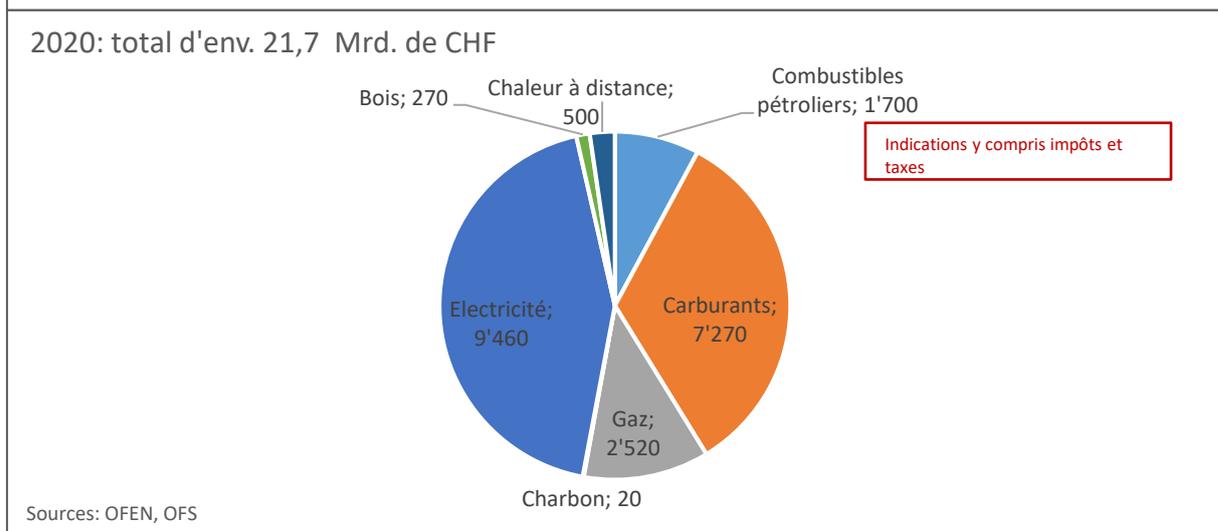
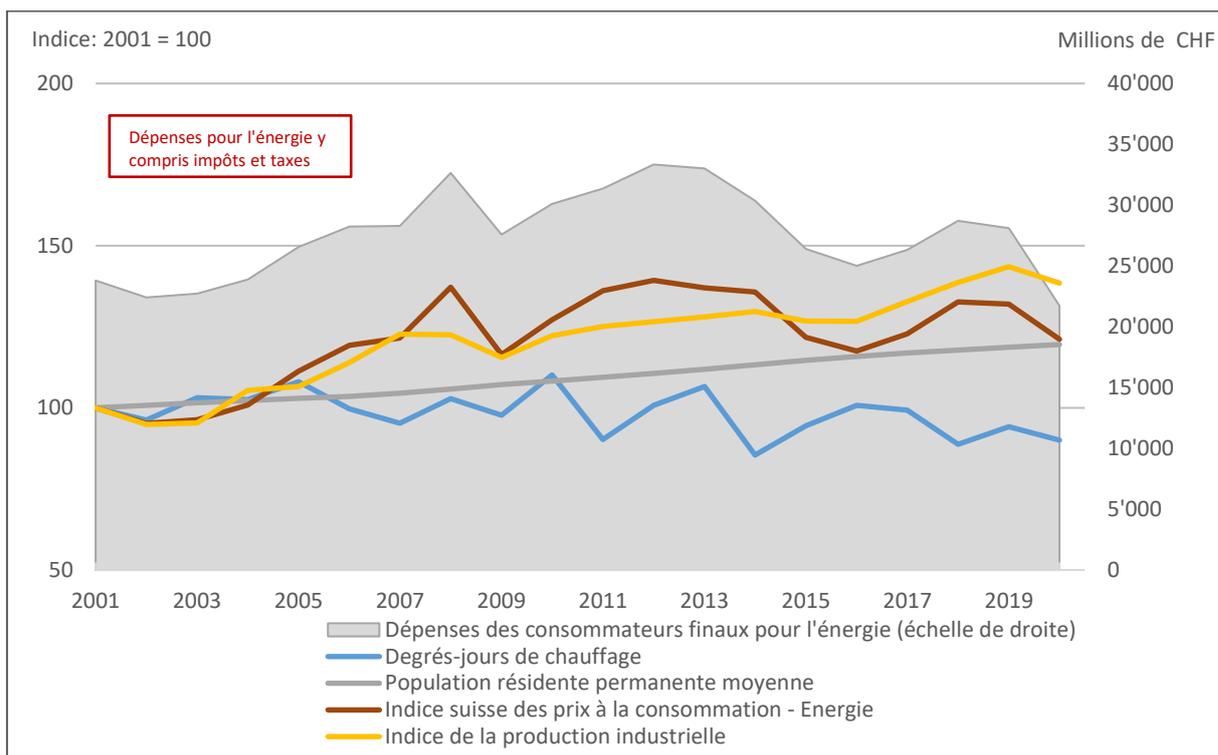
<sup>33</sup> En sa qualité de membre de l'AIE, la Suisse doit pourvoir à des stocks suffisants pour couvrir la consommation intérieure de produits pétroliers pendant au moins 90 jours. Pour la plupart des produits, la Suisse va au-delà de ces exigences, puisque, notamment, elle n'a pas d'accès direct à la mer (essence pour les voitures: 4,5 mois, kérosène: 3 mois, diesel: 4,5 mois, mazout: 4,5 mois, mazout extra-léger pour suppléer au gaz naturel dans les installations bicombustibles: 4,5 mois).

## Champ thématique Dépenses et prix

Outre la sécurité et le respect de l'environnement, la rentabilité économique est l'une des importantes dimensions de l'approvisionnement énergétique durable. L'art. 89 de la Constitution fédérale et l'art. 1 de la loi sur l'énergie visent un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. La Stratégie énergétique 2050 a pour but de transformer progressivement le système énergétique de la Suisse en conséquence de la sortie graduellement de l'énergie nucléaire et d'autres modifications profondes du contexte énergétique, sans pour autant menacer la compétitivité internationale de la place économique suisse. C'est pourquoi, dans ce champ thématique, le monitoring se concentre sur les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie, sur les prix de l'énergie et sur les différentes composantes des prix. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent le développement jusqu'à fin 2020. Les hausses de prix observées sur différents marchés de l'énergie en 2021, qui ont également un impact sur la Suisse (notamment concernant le pétrole, le gaz et l'électricité), ne figurent pas encore dans les graphiques ci-après.

### Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie

Les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie comprennent toutes les dépenses réalisées en Suisse par les consommateurs finaux pour les combustibles pétroliers, les carburants, l'électricité, le gaz, le charbon, le bois et la chaleur à distance. Elles se calculent sur la base des quantités d'énergie vendues chaque année en Suisse (y c. le carburant vendu en Suisse à des consommateurs étrangers) et sur les prix de vente correspondants. Elles comprennent les dépenses pour l'énergie et son transport ainsi que la totalité des taxes et impôts (p. ex. taxe sur le CO<sub>2</sub>, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée). Les déchets industriels utilisés pour produire de l'énergie ne sont pas évalués, parce qu'ils constituent dans le système énergétique des produits secondaires disponibles presque gratuitement. La consommation d'énergie autoproduite est implicitement tenue pour gratuite, même si sa production a impliqué des investissements. Les prix de l'énergie et la consommation énergétique influencent les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie. La consommation énergétique dépend quant à elle notamment des conditions météorologiques, de la situation économique générale et spécialement de la production industrielle, de la croissance démographique ainsi que des parcs de logements et de véhicules.



**Figure 33** Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés); répartition par agents énergétiques

La *figure 33* présente l'évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie en Suisse. Elles s'élevaient à près de 21,7 milliards de francs en 2020. Il s'agit de la valeur la plus basse depuis 1999: suite à la pandémie de COVID-19, les prix de nombreux agents énergétiques ont baissé et les quantités consommées ont diminué (*cf. figures 34 et 35*). Le recul a été particulièrement prononcé concernant les dépenses pour les combustibles et carburants fossiles<sup>34</sup> qui affichaient cependant encore une part d'environ 40%, soit un peu moins que les dépenses consacrées à l'électricité. Plus de 10% des dépenses concernent le gaz, tandis que le reste se rapporte aux combustibles solides et à la chaleur à

<sup>34</sup> En 2020, 3,7% de l'essence et du diesel consommés étaient d'origine biogène, c'est-à-dire qu'il ne s'agit pas de produits pétroliers (communiqué de presse de l'OFEN du 21 juin 2021).

distance<sup>35</sup>. Entre 2001 et 2019, les dépenses pour l'énergie ont augmenté de 0,9% par an en moyenne, alors que pour la période allant jusqu'à 2020, les dépenses pour l'énergie ont diminué de 23% par rapport à l'année précédente en raison de la situation exceptionnelle, atteignant ainsi une valeur encore moindre qu'en 2001. Pendant la même période, la production industrielle a progressé de 1,6% par an, tandis que la population croissait de 0,9% par an et que l'indice suisse des prix à la consommation augmentait de 1% par an dans le domaine de l'énergie. On constate que les dépenses de consommation finale et l'indice des prix à la consommation d'énergie évoluent de manière semblable. Cette similarité est notamment due au fait que les prix de l'énergie n'influencent guère à court terme le comportement des consommateurs, celui-ci dépendant plutôt des structures existantes relativement stables (p. ex. le parc de véhicules et le parc de logements). En d'autres termes, l'élasticité-prix à court terme est faible dans ce domaine. Sur le plan historique, on relève en 2008 une nette augmentation des dépenses de consommation finale pour l'énergie, suivie une année plus tard d'une forte baisse qu'expliquent en partie l'essor économique et le ralentissement subséquent en raison de la crise financière et économique. En 2020, les dépenses ont baissé nettement plus fortement que les prix. Cela peut s'expliquer par le fait que la pandémie a induit une baisse de la consommation d'énergie, notamment de carburant. L'amélioration de l'efficacité énergétique peut freiner la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (sources: OFEN, 2021a / OFS, 2021).

## Prix de l'énergie

Le monitoring des prix de l'énergie pour le consommateur final fournit des indications sur la rentabilité de l'approvisionnement en énergie et sur l'attractivité de la place économique suisse. Outre de nombreux autres facteurs, le positionnement concurrentiel des entreprises suisses dépend des prix de l'énergie en Suisse comparativement à l'étranger. Toutefois, les comparaisons de prix internationales sont entachées de certaines difficultés, parce qu'elles ne reposent pas sur des statistiques uniformes et qu'elles ne sont pas totalement robustes. De plus, l'évaluation de l'évolution des prix peut différer selon la perspective de l'observateur. Par exemple, une augmentation des prix peut apparaître tout à fait avantageuse d'un point de vue macroéconomique si elle est liée à une internalisation de coûts autrement supportés par la communauté. Une telle augmentation de prix peut aussi rester sans effet notable sur l'attractivité de la place lorsqu'elle s'explique par des développements du marché global de l'énergie observables dans tous les pays. Mais pour le consommateur individuel d'énergie, des prix plus élevés signifient des dépenses énergétiques supérieures. Les prix de l'énergie se composent de plusieurs éléments influencés par de nombreux facteurs déterminants. La décomposition des prix en leurs composantes au niveau de la consommation finale fournit des indications sur les possibles déterminants des prix et sur leur influence. Les impôts et les taxes sont d'importants facteurs d'influence. Ils expliquent pour une part les différences de prix sur les marchés internationaux, en sus des différences spécifiques aux pays des coûts de transport, des structures de marché (notamment la taille du marché et son intensité concurrentielle) et des coûts de production des sources d'énergie non négociables à l'international. Le monitoring annuel des prix sert de «système d'alerte» approximatif destiné à déclencher des analyses de détail supplémentaires ciblées si le système énergétique suisse devait se trouver économiquement sous pression en comparaison internationale. Ci-après, le monitoring s'intéresse à l'évolution, en comparaison internationale, des prix de l'énergie pour les consommateurs finaux industriels en Suisse, à l'évolution des prix de l'énergie pour les consommateurs finaux en Suisse et à l'évolution des différentes composantes de ces prix.

---

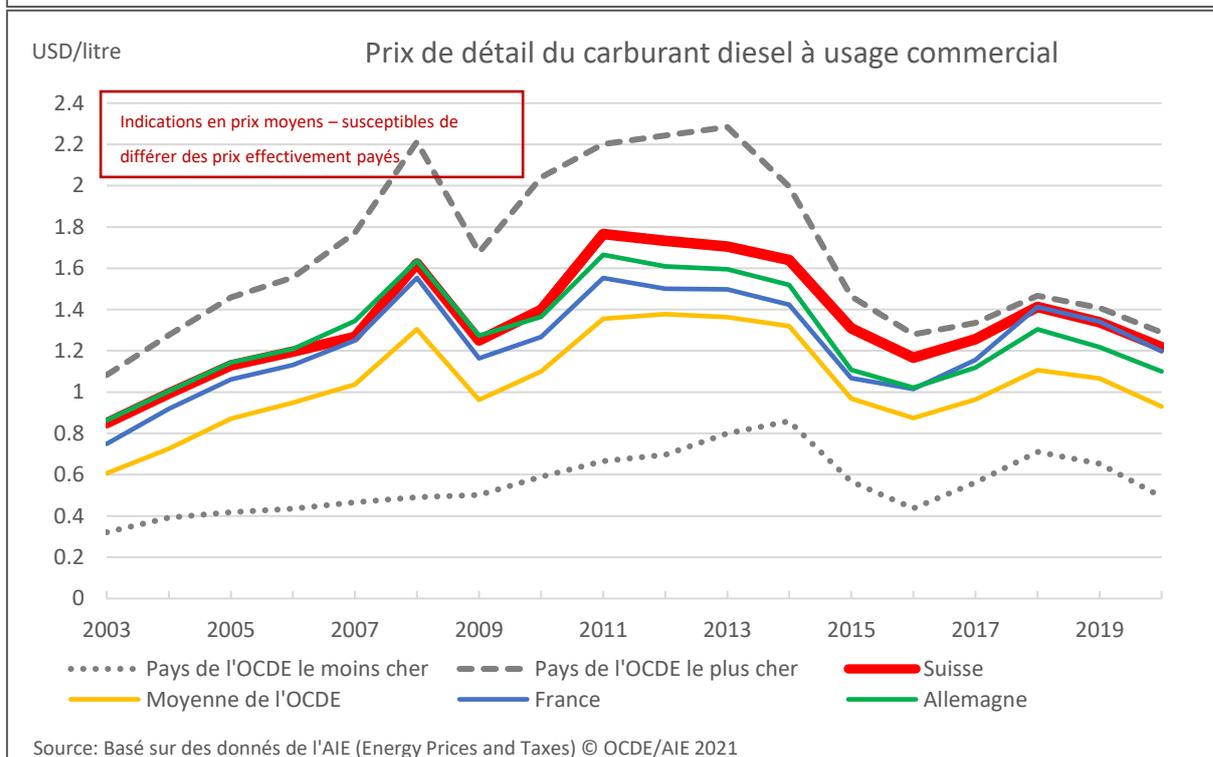
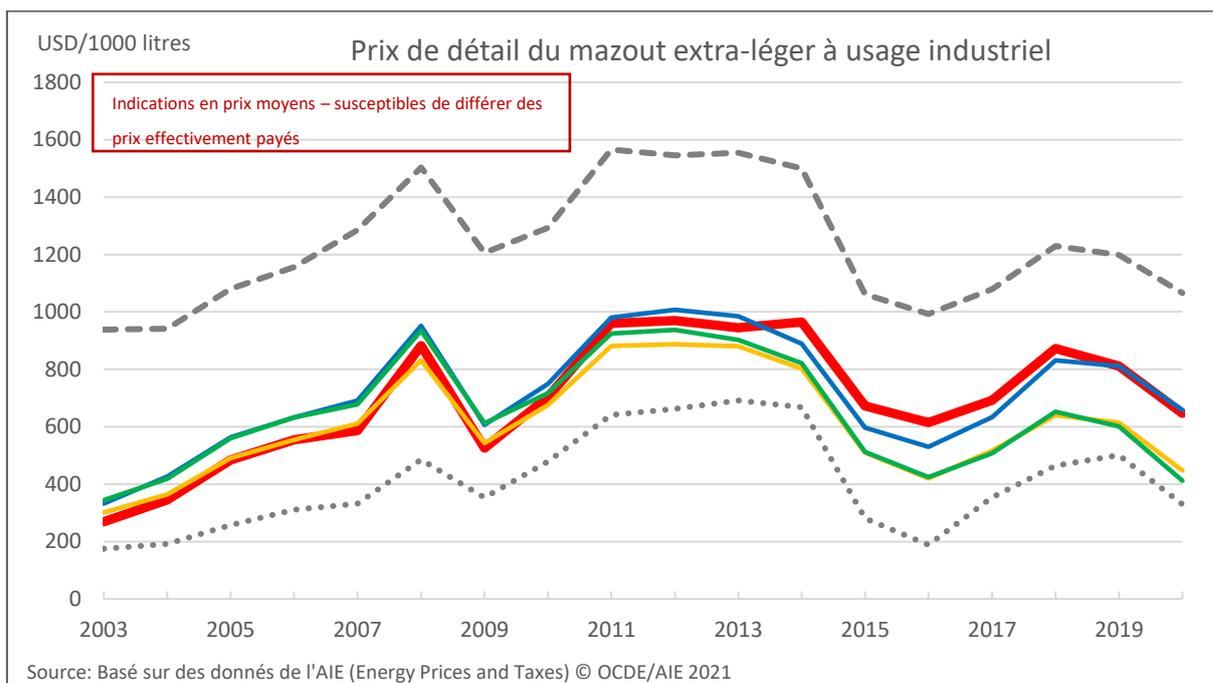
<sup>35</sup> Les dépenses pour l'énergie englobent non seulement les dépenses consacrées à l'énergie et au transport, mais également tous les impôts et les taxes (p. ex. taxe sur le CO<sub>2</sub>, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée, etc.). En 2019, les impôts et les taxes représentaient, selon une estimation de l'OFEN, 5,03 milliards de francs pour les carburants pétroliers, 1,32 milliard de francs pour les combustibles pétroliers, 2,03 milliards de francs pour l'électricité (hors rémunérations versées pour l'utilisation du réseau) et 0,75 milliard de francs pour le gaz (hors rémunérations versées pour l'utilisation du réseau).

## Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale

Les prix de détail (impôts compris) facturés en Suisse aux clients industriels de mazout, de diesel, de gaz naturel et d'électricité sont présentés ci-après en comparaison internationale. Il s'agit de moyennes annuelles (la moyenne sur douze mois pouvant différer des prix effectivement payés), de prix nominaux en dollars américains convertis aux cours de change du marché. La conversion en dollars américains a pour effet que le cours de change CHF/USD peut influencer les résultats<sup>36</sup>. Certains agents énergétiques ne sont pas présentés parce qu'ils ne sont pas suffisamment pertinents pour la place industrielle suisse. On compare les prix facturés au consommateur final industriel en Suisse avec ceux facturés dans une sélection de pays voisins. Pour faciliter la mise en perspective au sein de l'échantillon, les valeurs de ces pays sont complétées par la moyenne de l'OCDE et par les valeurs du pays de l'OCDE où les prix sont le plus ou le moins élevés sur l'année. Notons que le prix le plus élevé ou le plus bas n'est pas enregistré nécessairement chaque année dans le même pays. Ces valeurs extrêmes sont des indicateurs de la distribution. L'évolution des prix sur les marchés internationaux des matières premières (en particulier s'agissant des produits pétroliers) et sur les marchés de gros européens (pour l'électricité et le gaz naturel), ainsi que l'évolution des cours de change et les éléments spécifiques aux pays mentionnés ci-dessus constituent d'importants facteurs influençant les prix.

---

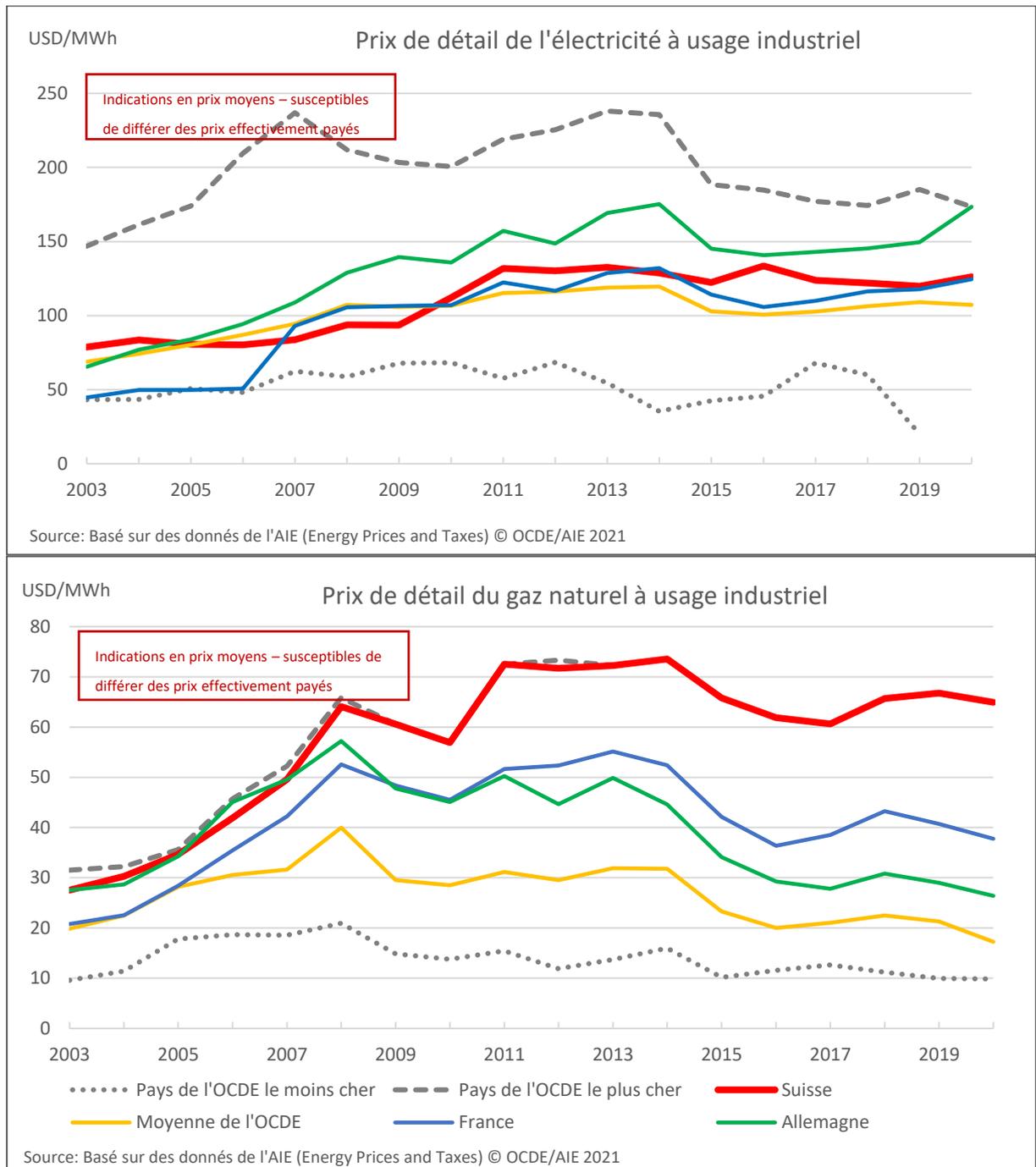
<sup>36</sup> Une part des coûts des produits énergétiques considérés (surtout les coûts d'achat d'énergie à l'étranger) est libellée en devises étrangères, de sorte que les fluctuations de change du franc suisse n'ont pas ou peu d'effets, puisque les règlements sont en dollars américains. Mais une autre part des coûts (p. ex. coûts de réseau, coûts d'exploitation ou coûts de distribution) est largement générée en francs suisses, si bien que les fluctuations de change influencent le résultat des règlements internationaux.



**Figure 34** Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)

Le pétrole brut et les agents énergétiques issus de son raffinage, le mazout et le diesel, sont négociés au niveau mondial, ce qui explique en partie la similitude du développement de leurs prix dans la plupart des pays représentés (*cf. figure 34*). En 2020 aussi, le prix du **mazout** est supérieur en Suisse à la moyenne de l'OCDE. En 2020, année de la pandémie de coronavirus, les prix pour les produits pétroliers ont nettement diminué au niveau mondial par rapport à l'année précédente et donc également en Suisse. Une explication, au moins partielle, de la hausse des prix du mazout en Suisse par rapport à d'autres pays au cours des dernières années pourrait résider dans le relèvement progressif de la taxe

sur le CO<sub>2</sub>, de 12 francs par tonne de CO<sub>2</sub> lors de son introduction en 2008 à 96 francs par tonne de CO<sub>2</sub> en 2018. Les relèvements de la taxe sont intervenus parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour réduire les émissions provenant des combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Le prix du **diesel** en Suisse est supérieur à celui noté en Allemagne ou à la moyenne de l'OCDE. Les prix de ce produit pétrolier ont également baissé l'année dernière dans tous les pays sous revue. La France a rattrapé la Suisse en matière de prix depuis 2018. La situation devrait être différente pour l'essence, parce que le diesel est frappé en Suisse de taxes relativement plus lourdes que l'essence par rapport aux autres pays. Cependant, le monitoring ne livre aucune information sur le prix de l'essence en comparaison internationale, car l'essence ne joue qu'un rôle secondaire dans l'industrie. Le prix du diesel en Suisse est sensiblement plus proche du prix le plus élevé que du prix le moins élevé des pays de l'OCDE (source: OCDE/AIE, 2021a).



**Figure 35** Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

Le **prix de l'électricité** dépend de nombreux facteurs, notamment les technologies employées dans la production, les coûts de production et de transport, les capacités des réseaux, la structure du marché et les taxes. L'évolution des prix de l'électricité en Suisse présente la même tendance à la stabilité, que ce soit en comparaison avec la France ou avec la moyenne des pays de l'OCDE (cf. figure 35). Le niveau des prix en Suisse est donc proche de la moyenne de l'OCDE et du niveau des prix en France, est inférieur à celui de l'Allemagne qui présente en 2020 le prix de l'électricité le plus élevé parmi les pays de l'OCDE. Il faut toutefois se montrer prudent en interprétant les différences de niveau, car les entreprises grandes consommatrices d'électricité peuvent être exemptées des taxes comprises dans le prix et parce que la base de données n'est pas complète. En effet, les prix facturés aux clients industriels qui achètent sur le marché libre ne sont pas recensés en Suisse. La part de ces clients industriels a constamment augmenté en Suisse depuis l'ouverture partielle du marché. Actuellement, environ deux tiers des clients ayant le droit d'accéder au marché ont opté pour le marché libre et soutirent quatre cinquièmes de la quantité d'énergie correspondante<sup>37</sup>. S'agissant du **gaz naturel**, les prix en Suisse sont nettement supérieurs à ceux de l'Allemagne et de la France ainsi qu'à la moyenne des pays de l'OCDE. Dans ce domaine, la Suisse était le plus cher des pays de l'OCDE en 2010, en 2011 et depuis 2013. Les écarts par rapport aux autres pays de l'OCDE sont considérables, en particulier par rapport au Canada, le pays où les prix étaient les moins élevés en 2020. Ces différences de prix peuvent s'expliquer de diverses manières: comme mentionné ci-dessus, la taxe sur le CO<sub>2</sub> frappant les combustibles a été relevée, ce qui apparaît dans les chiffres. Dans ce cadre, il faut considérer que certaines entreprises<sup>38</sup> peuvent se faire exempter de la taxe pour autant qu'elles s'engagent à réduire leurs émissions en contrepartie, ce qui n'apparaît toutefois pas dans les présents chiffres. Certes, ces entreprises paient aussi le prix de détail, mais elles peuvent obtenir sur demande le remboursement de la taxe. Pourtant, la taxe sur le CO<sub>2</sub> n'explique que partiellement le prix relativement élevé et elle ne fournit aucune explication pour les années antérieures à 2008. On peut chercher des explications supplémentaires dans les coûts de réseau élevés (ils sont dus par exemple au nombre assez limité de raccordements par kilomètre) et dans l'intensité concurrentielle. En effet, les marchés gaziers des pays qui ont servi à la comparaison étaient intégralement ouverts pendant la période de comparaison. En Suisse, une convention de branche a permis de réglementer en 2012 les conditions d'achat de gaz naturel par les grands clients industriels, quelques centaines de clients finaux pouvant dès lors choisir librement leur fournisseur de gaz. Le Conseil fédéral a proposé fin d'octobre 2019 dans le cadre de la procédure de consultation relative à une loi sur l'approvisionnement en gaz une ouverture partielle du marché. Par rapport à la convention de branche actuelle, davantage de clients auraient ainsi accès au marché (environ 40 000). En outre, la Commission de la concurrence a entièrement ouvert le marché du gaz dans la région de Lucerne de par sa décision de juin 2020, donnant ainsi un signal à l'ensemble de la Suisse (sources: OCDE/AIE, 2021a / Conseil fédéral 2019b / COMCO, 2020).

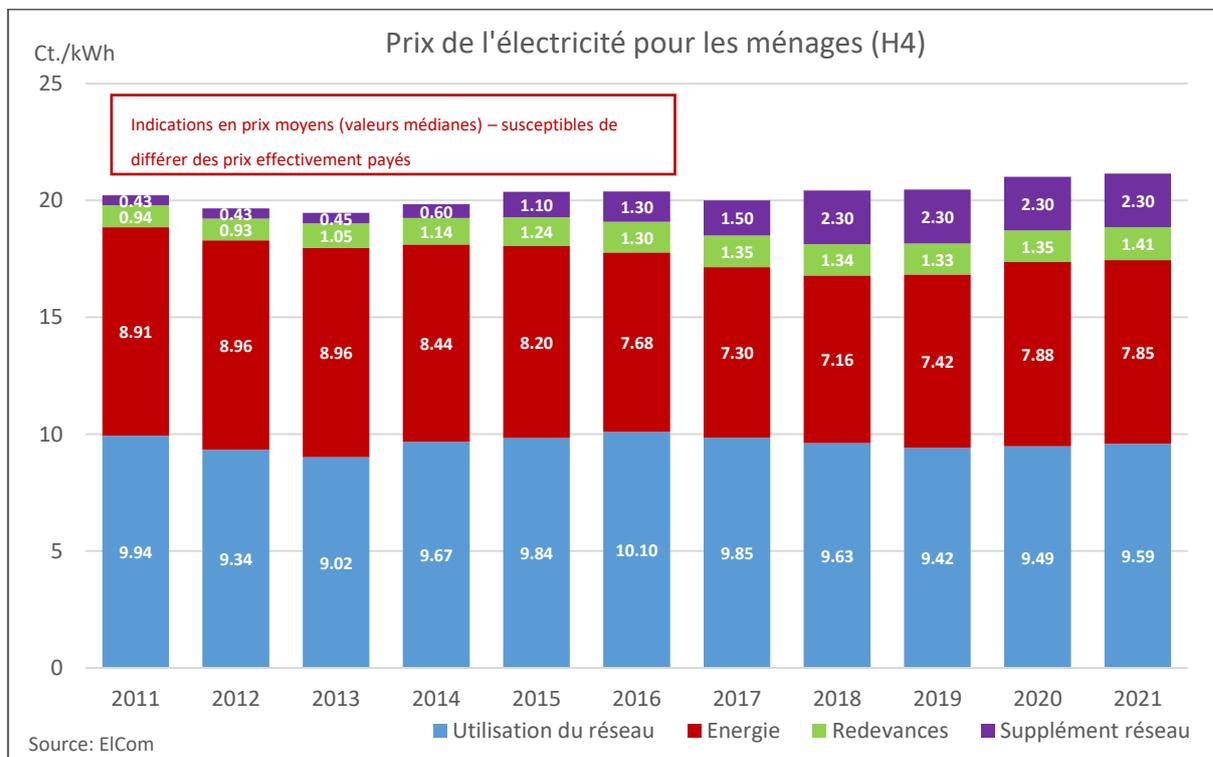
---

<sup>37</sup> Source: EICOM, rapport d'activité 2020, p. 35

<sup>38</sup> Notamment les entreprises de certains secteurs dont la taxe est élevée par rapport à leur création de valeur, ce qui affecterait fortement leur compétitivité internationale; cf. ordonnance sur le CO<sub>2</sub>, annexe 7 (activités donnant droit de participer au système d'échange de quotas d'émission [SEQUE]). Ces entreprises obtiennent, sur demande, le remboursement de la taxe sur le CO<sub>2</sub>. Les grandes entreprises à forte émission de CO<sub>2</sub> participent au SEQUE et sont (elles aussi) exonérées de cette taxe.

## Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises

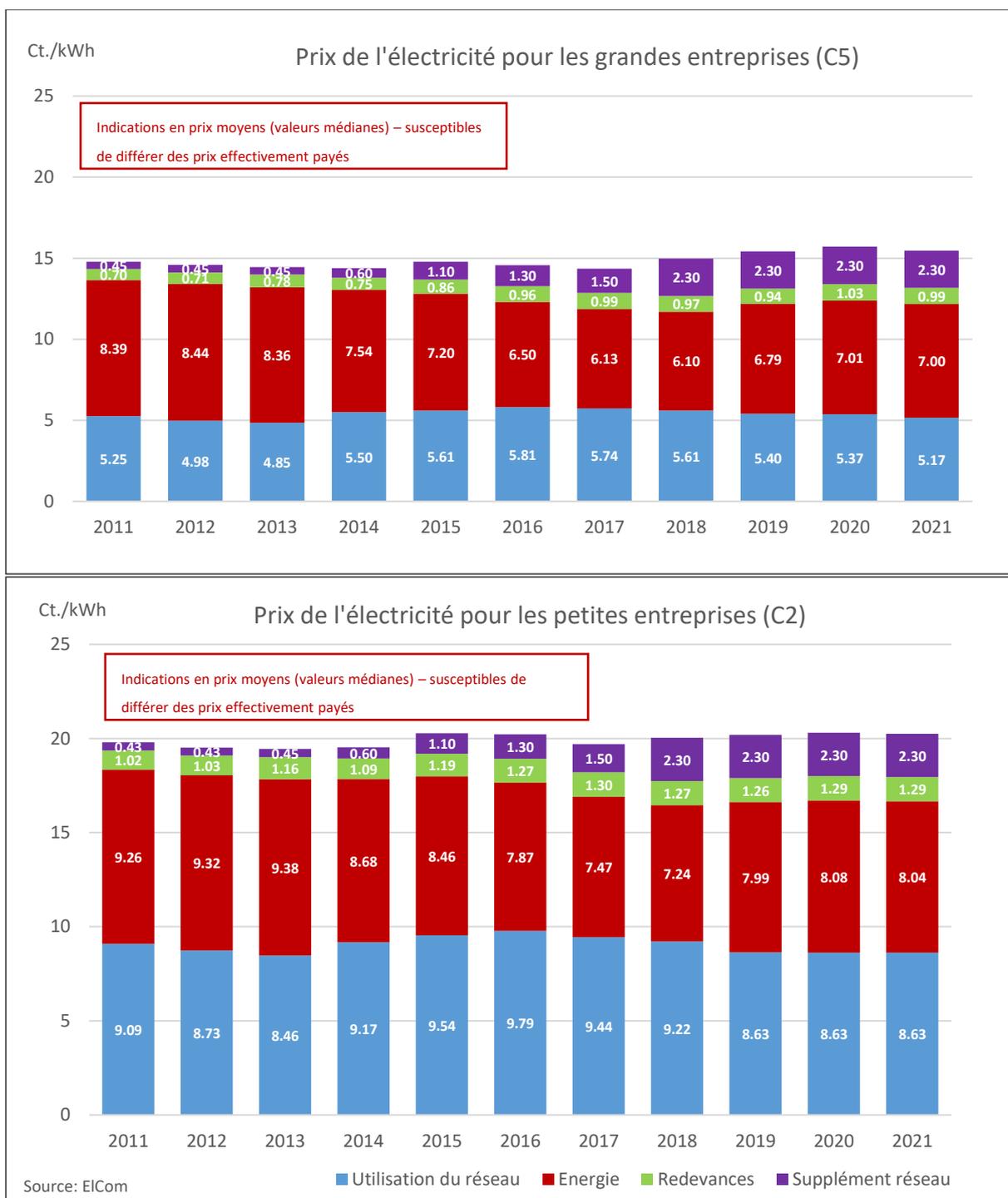
L'évolution des tarifs de l'électricité et leurs composantes est présentée ci-après pour les profils de consommation des ménages, des grandes entreprises et des petites entreprises. Les données indiquées sont des moyennes, les prix pouvant varier considérablement en Suisse entre les gestionnaires de réseau (en raison des différences de taxes, de coûts de réseau et de tarifs de l'énergie). On peut consulter les tarifs des communes et des gestionnaires de réseau de distribution sur le site web des prix de l'électricité mis en ligne par l'EiCom ([www.strompreis.elcom.admin.ch](http://www.strompreis.elcom.admin.ch)).



**Figure 36** Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)

La *figure 36* illustre l'évolution du prix moyen de l'électricité et de ses composantes pour le profil de consommateur H4 (le consommateur final de la catégorie H4 correspond à un logement de cinq pièces, sans chauffe-eau électrique, dont la consommation annuelle est de 4500 kWh). Selon cette présentation, les tarifs totaux pour les ménages augmentent légèrement en 2021 par rapport à l'année précédente (+0,13 ct./kWh)<sup>39</sup>. Cette évolution s'explique par l'augmentation des tarifs d'utilisation du réseau, qui sont passés d'environ 9,49 à près de 9,59 ct./kWh, ainsi que par celle des redevances aux collectivités publiques, qui sont passées de 1,35 à 1,41 ct./kWh. Les prix de l'énergie sont restés presque stables (légère baisse de 7,88 à 7,85 ct./kWh). Le supplément réseau, qui finance notamment la promotion de la production électrique renouvelable, reste inchangé en 2021 (2,3 ct./kWh, comme l'année précédente). Sur le plus long terme, on constate que les prix de l'énergie ont reculé depuis 2011, alors que les tarifs d'utilisation du réseau sont restés à peu près stables et que les redevances et le supplément réseau ont augmenté, ce dernier d'ailleurs de manière assez sensible. Au total, le prix de l'électricité pour les ménages a connu une hausse de 20,2 à 21,2 ct./kWh environ (source: EiCom, 2021b).

<sup>39</sup> Selon les calculs effectués par l'EiCom en septembre 2021, les prix suisses de l'électricité dans l'approvisionnement de base des ménages augmenteront également légèrement en 2022, cf. communiqué de presse du 8 septembre 2021 (les gestionnaires de réseau doivent transmettre au préalable à l'EiCom les tarifs de l'année suivante).



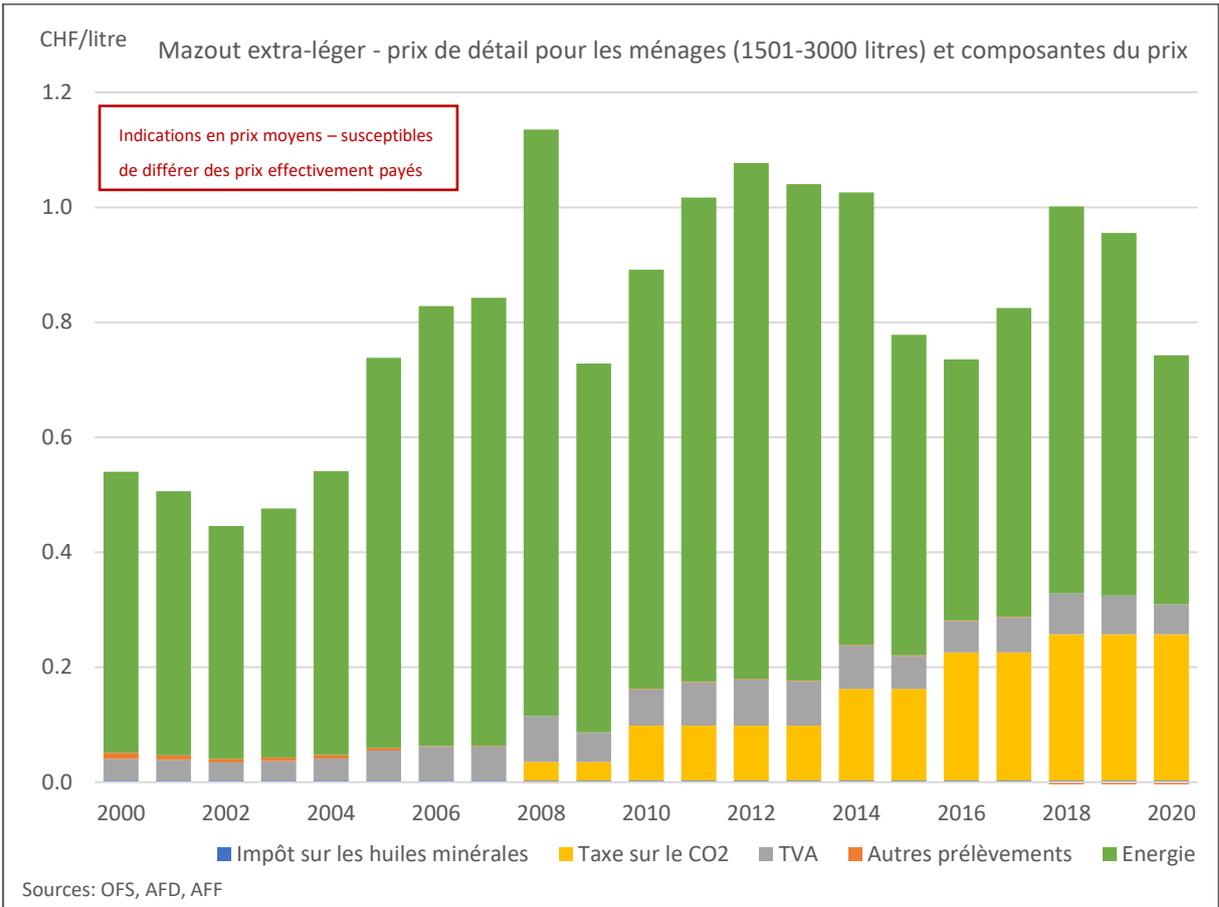
**Figure 37** Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)

La *figure 37* présente l'évolution pour les **clients commerciaux et industriels**. Les prix de l'énergie restent stables pour le profil C5 (grandes entreprises dont la consommation annuelle est de 500 000 kWh), tandis que les tarifs d'utilisation du réseau baissent légèrement. Concernant le profil C2 (petites entreprises dont la consommation annuelle est de 30 000 kWh), ces tarifs et les prix de l'énergie demeurent quasiment stables. Cela vaut également pour les redevances et le supplément réseau. Au total, ces deux profils affichent des tarifs de l'électricité stables ou en légère baisse par rapport à 74/104

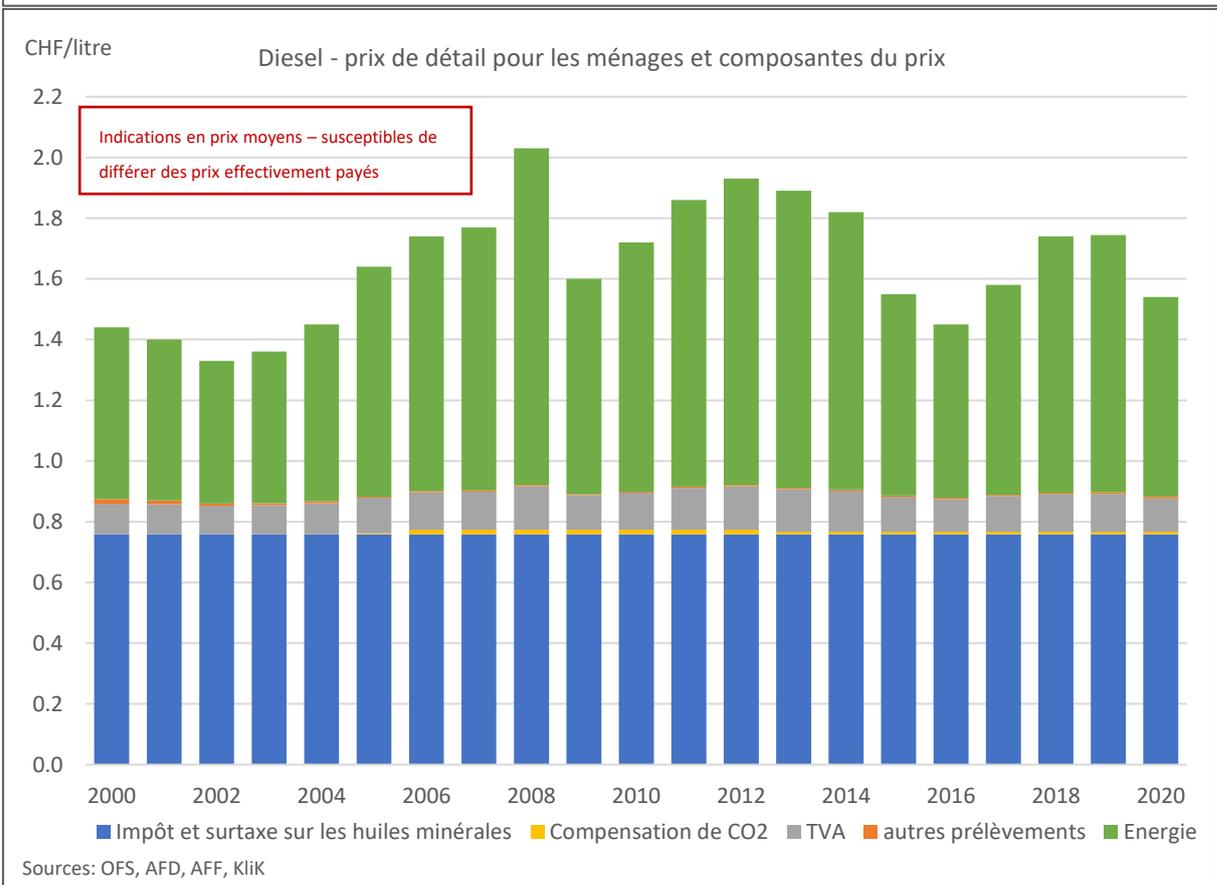
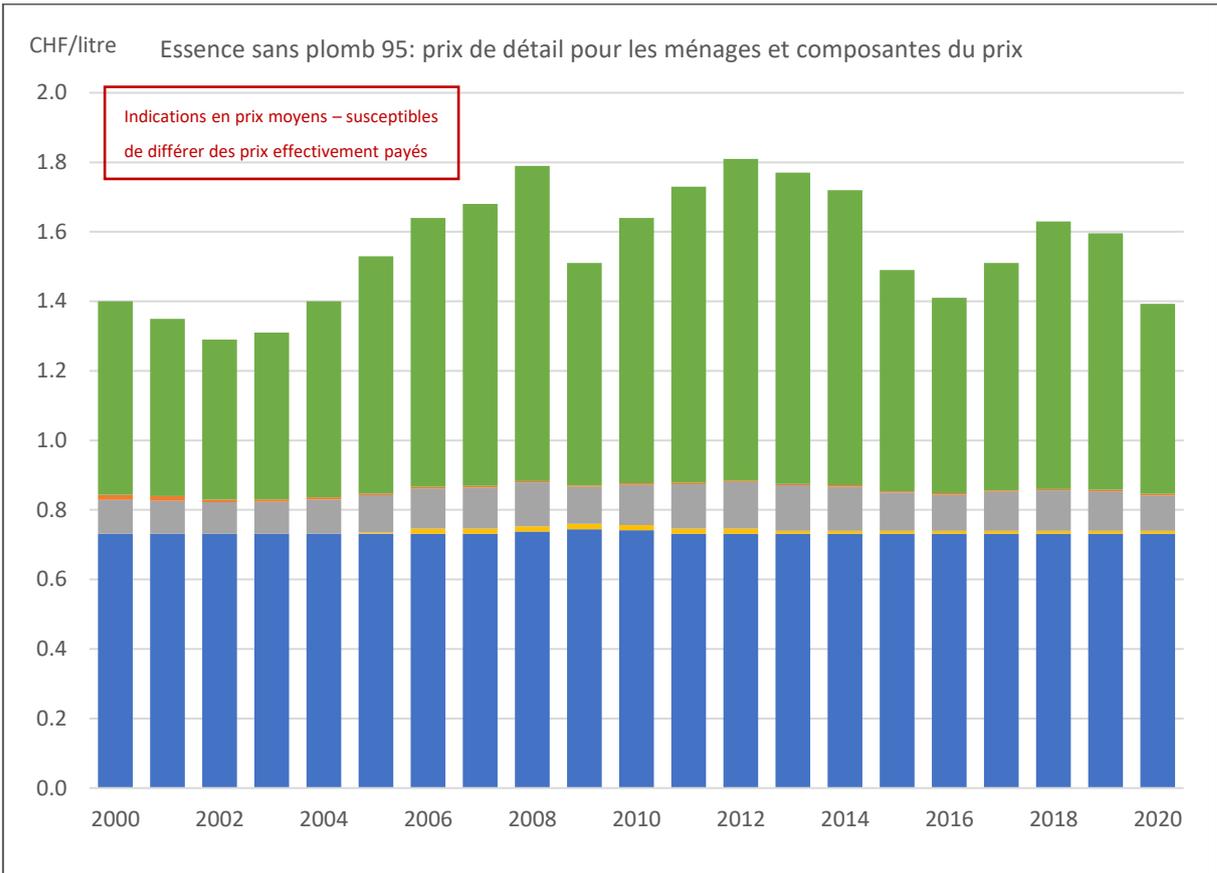
l'année précédente. Il convient de noter que les tarifs de l'électricité mentionnés pour les grandes entreprises (C5) ne s'appliquent qu'aux clients qui ne font pas usage de leur droit de s'approvisionner en électricité sur le marché libre. Les prix de l'énergie payés par les clients qui achètent leur électricité sur le marché libre ne font pas l'objet d'un relevé, même si leur part augmente d'année en année. En 2021, quelque 68% des grands consommateurs s'approvisionnaient sur le libre marché et consommaient environ 82% de l'électricité librement commercialisable. En outre, certaines entreprises grandes consommatrices d'énergie ont, sous certaines conditions, la possibilité de se faire rembourser totalement ou en partie le supplément sur les coûts du réseau qu'elles ont versé. En 2019, 208 entreprises ont obtenu un tel remboursement sur la base des suppléments qu'elles avaient payés durant l'exercice précédent (sources: EICOM, 2021a+b / OFEN, 2021f).

## Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages

L'indicateur montre l'évolution des prix de détail du mazout, de l'essence (sans plomb 95) et du diesel ainsi que l'évolution des diverses composantes du prix. Les prix de détail se composent de la part de l'énergie (c'est-à-dire la part du produit pétrolier), des impôts et taxes (y c. la TVA et la taxe sur le CO<sub>2</sub>) de même que de la compensation des émissions causées par le trafic. Au titre des «autres prélèvements» sont en outre perçues les contributions de stockage obligatoire de Carburant et une contribution à un fonds d'Avenergy Suisse (autrefois Union pétrolière). Les produits pétroliers sont négociés sur les marchés de gros mondiaux. Les fluctuations de prix en Suisse sont dues pour l'essentiel aux fluctuations des cours de change (tous les produits pétroliers étant importés) et aux fluctuations des prix des marchés mondiaux, qui dépendent quant à eux de nombreux facteurs (notamment le contrôle des quantités en situation cartellaire, la situation géopolitique dans les pays de production, la situation conjoncturelle, les températures, les attentes du marché).



**Figure 38** Mazout extra-léger: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres)



**Figure 39**    Essence et diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)

L'évolution des impôts et taxes<sup>40</sup> sur les carburants diffère de ceux frappant les combustibles. Cette composante est très stable pour les **carburants** (cf. figure 39). Ses légères fluctuations sont principalement dues à la taxe sur la valeur ajoutée, car celle-ci étant intégrée au prix de vente, elle varie au fil du temps avec les fluctuations de prix du produit. S'agissant des **combustibles**, en particulier du mazout (cf. figure 38), la taxe sur le CO<sub>2</sub> contribue dorénavant à une part substantielle du prix au consommateur final. Destinée à réduire les émissions de CO<sub>2</sub>, elle frappe les combustibles fossiles comme le mazout et le gaz naturel depuis 2008. Elle a été progressivement relevée depuis 2008 parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour les combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Elle était de 96 francs par tonne de CO<sub>2</sub> (25,4 ct./l) en 2020. Aucune taxe sur le CO<sub>2</sub> n'est perçue sur les carburants, mais les importateurs sont tenus de compenser une partie des émissions causées par les transports. Selon le rapport annuel 2020 de la Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO<sub>2</sub> (KliK), les coûts de cette obligation de compenser s'inscrivaient à environ 0,84 ct./l de carburant vendu entre 2013 et 2021<sup>41</sup>. Jusqu'à présent, KliK indiquait des coûts de 1,5 ct./l en raison d'une estimation initiale conservatrice. D'après KliK, les coûts effectifs sont toutefois sensiblement plus faibles: les chiffres du présent rapport ont donc été adaptés à la valeur la plus récente de 0,84 ct./l pour la période 2013 à 2019. Il s'agit d'une valeur moyenne sur l'ensemble de la période; KliK ne fournit aucune indication concrète sur le montant de la taxe pour une année précise. La Suisse s'est engagée auprès de l'AIE à garantir la sécurité de l'approvisionnement en constituant des stocks suffisant à couvrir la consommation intérieure pendant une certaine durée. Une redevance est perçue pour financer la constitution de ces stocks. Elle est prélevée en même temps que la contribution à un fonds d'Avenergy Suisse. Ensemble, ces deux taxes totalisaient en 2020 0,415 ct./l pour l'essence, 0,535 ct./l pour le diesel et -1,45 ct./l<sup>42</sup> pour le mazout (sources: OFS, 2021c / AFD/DGD, 2021 / AFF, 2021 / KliK, 2021).

---

<sup>40</sup> Sont réputés impôts et taxes: la taxe sur la valeur ajoutée, l'impôt sur les huiles minérales, la surtaxe sur les huiles minérales, les obligations de constituer des réserves ordonnées par l'État et exécutées par les privés et les taxes perçues aux fins de compenser les émissions de CO<sub>2</sub> causées par les transports.

<sup>41</sup> Le dispositif dit du centime climatique existait avant 2013: un supplément de 1,5 ct./l de carburant était prélevé dans l'économie privée. Lors de l'entrée en vigueur de la loi sur le CO<sub>2</sub> entièrement révisée en 2013, ce centime climatique volontaire a été remplacé par une obligation de compenser ancrée dans la loi pour les importateurs de carburants.

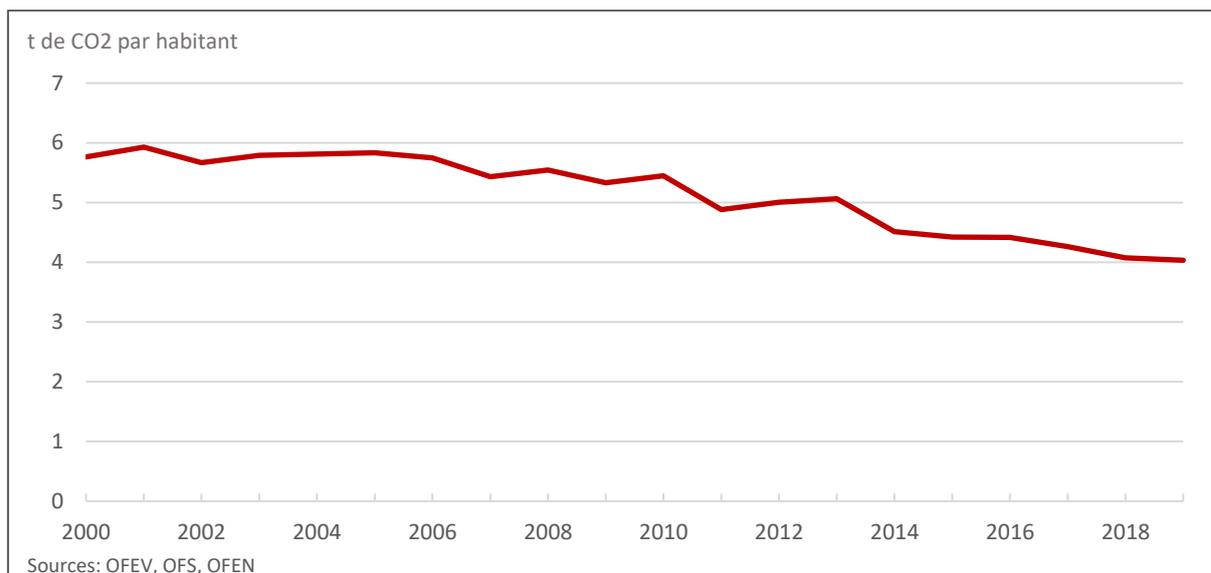
<sup>42</sup> Le remboursement des avoirs du fonds de garantie pour le mazout a commencé en avril 2018. Un montant de 1,50 franc est redistribué au consommateur pour 100 litres de mazout. Une campagne d'information commune de l'Union pétrolière, de Swissoil et de Carbura a attiré l'attention des importateurs, des négociants et des consommateurs sur ce remboursement. La présente solution veille à ce que ce dernier soit exécuté jusqu'au niveau du consommateur. En 2018, 27,6 millions de francs ont été reversés (cf. rapport annuel 2018 de Carbura).

## Champ thématique Émissions de CO<sub>2</sub>

La politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées, puisqu'environ les trois quarts des émissions de gaz à effet de serre générées en Suisse sont causées par l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. La Stratégie énergétique 2050 doit contribuer à réduire la consommation d'énergies fossiles et, ainsi, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie. Elle contribue ainsi à la réalisation des objectifs de la politique climatique jusqu'en 2030, ainsi qu'à l'objectif à long terme de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050 qui a été décidé par le Conseil fédéral en 2019 et concrétisé dans la Stratégie climatique à long terme correspondante (Conseil fédéral, 2019a+2021a). Proportionnellement, le gaz à effet de serre le plus important est le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>). Il émane surtout de la combustion des combustibles et carburants fossiles (mazout, gaz naturel, essence, diesel). Le monitoring annuel observe par conséquent l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant, globalement, par secteurs et en relation à d'autres valeurs. L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre établi chaque année par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), conformément aux directives de la Convention-cadre sur les changements climatiques de l'ONU, constitue la principale source pour les indicateurs. Cet inventaire est actualisé au printemps sur la base des données de l'avant-dernière année, raison pour laquelle les données des graphiques suivants couvrent la période jusqu'à l'année 2019 incluse.

### Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant

Les Perspectives énergétiques 2050+ montrent comment la Suisse peut transformer son approvisionnement en énergie d'ici 2050 conformément à l'objectif zéro émission nette du Conseil fédéral (Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020). Cette valeur cible doit également être respectée pour les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie. L'objectif stratégique global à long terme qui était mentionné dans le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (2013), à savoir réduire les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie à 1 voire 1,5 tonne par habitant d'ici 2050, est donc obsolète. Dans un monde à zéro émission nette dans lequel toutes les émissions évitables doivent être éliminées jusqu'en 2050, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie s'élèvent, selon les Perspectives énergétiques 2050+, encore à environ 0,4 tonne par habitant.



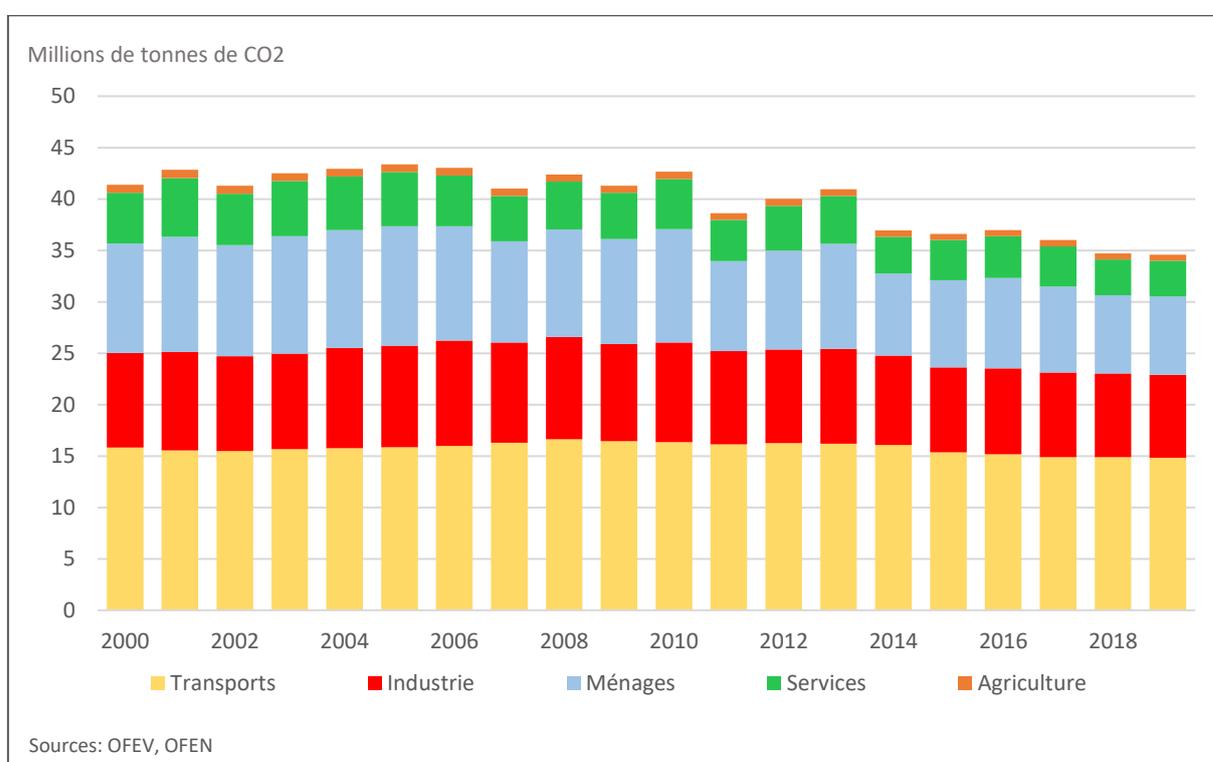
**Figure 40** Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO<sub>2</sub> par habitant)<sup>43</sup>

<sup>43</sup> Délimitation conforme à la loi sur le CO<sub>2</sub> (sans le trafic aérien international, mais avec les différences statistiques). Sans correction de l'incidence des conditions climatiques.

En Suisse, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000 (cf. figure 40). Le volume global d'émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie a légèrement baissé depuis l'an 2000, alors que l'effectif de la population n'a cessé d'augmenter pendant la même période. On assiste donc à une dissociation de plus en plus marquée entre la croissance démographique et les émissions de CO<sub>2</sub>. En 2019, les émissions indigènes par habitant se montaient à environ 4,0 tonnes, soit 30% en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 tonnes)<sup>44</sup>. En comparaison internationale, ce chiffre est plutôt faible en Suisse en raison d'une production électrique largement exempte d'émissions de CO<sub>2</sub> et de la forte part du secteur des services dans la création de valeur. Afin de pouvoir atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette d'ici 2050, les émissions liées à l'énergie par habitant doivent toutefois diminuer plus fortement que jusqu'ici (sources: OFEV, 2021 / OFS, 2021 / OFEN, 2021a).

## Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs

Les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie proviennent de l'utilisation de combustibles et de carburants fossiles. La figure suivante présente leur volume total, d'une part, et leur volume par secteur de consommation, d'autre part.



**Figure 41** Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie: volumes totaux et par secteur (en millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, sans le trafic aérien international)

Les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie (cf. figure 41) atteignaient au total près de 34,6 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2019, soit 17% de moins qu'en l'an 2000. La plus grande partie de ces émissions (part: 43% en 2019, sans le trafic aérien international) provient des *transports*, le trafic routier motorisé en produisant une large part<sup>45</sup>. Les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur des transports ont baissé d'environ

<sup>44</sup> À titre de comparaison, les émissions de tous les gaz à effet de serre par habitant étaient d'environ 5,4 tonnes en 2019. Par rapport à la valeur de l'an 2000 (7,4 tonnes), cela correspond à une diminution de près de 23%. En pourcentage, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant ont donc diminué un peu plus que les gaz à effet de serre dans leur ensemble.

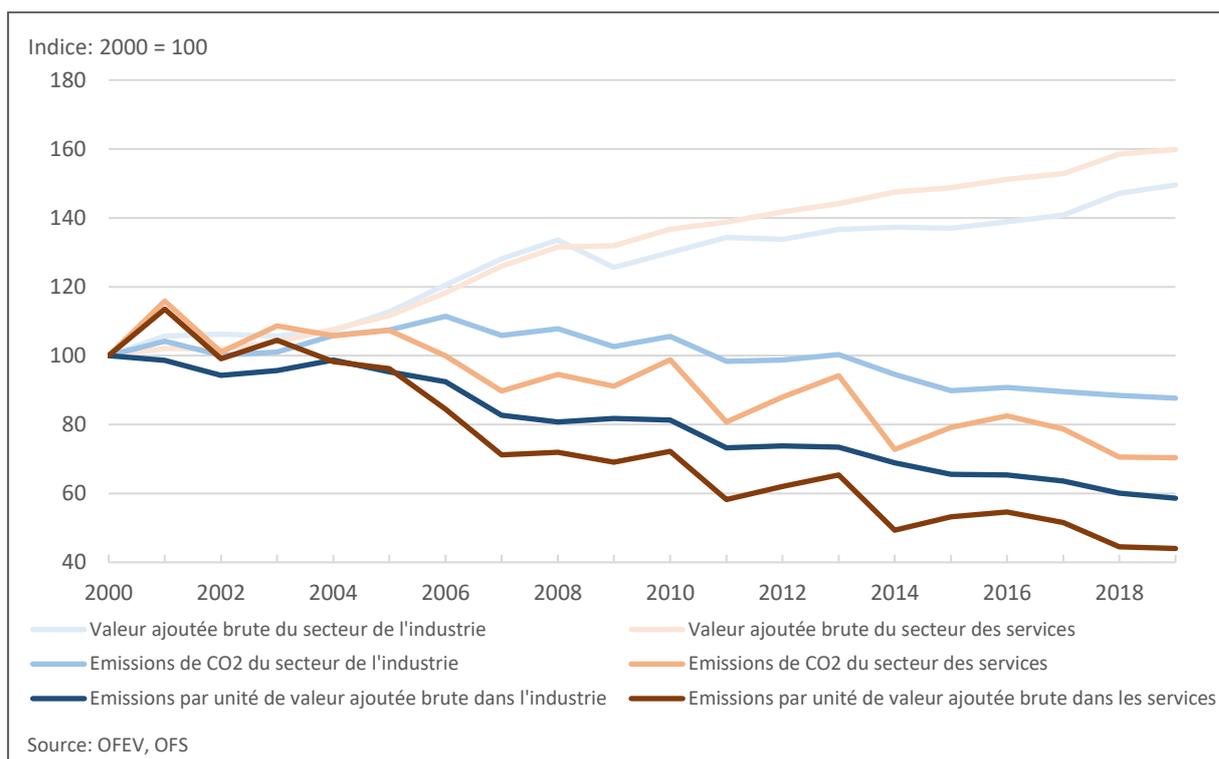
<sup>45</sup> Dans différentes publications, l'OFEN présente le pourcentage des émissions de gaz à effet de serre relevant des transports par rapport au total de ces émissions. Cette part correspond actuellement au tiers (32%) de ce total.

1 million de tonnes entre l'an 2000 et 2019. Le trafic aérien international joue un rôle de plus en plus important: après un fléchissement au début des années 2000, ses émissions n'ont cessé de progresser depuis 2005 et représentaient 5,7 millions de tonnes de CO<sub>2</sub><sup>46</sup> en 2019. Les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie de l'*industrie* (part: 23% en 2019) proviennent surtout de la production de biens et, dans une moindre mesure, du chauffage des bâtiments. On relève une légère baisse depuis l'an 2000, en raison notamment de la bonne efficacité des mesures adoptées, des gains d'efficacité et d'une dissociation de la production industrielle et des émissions de CO<sub>2</sub>. Les fluctuations au fil du temps sont avant tout liées aux conditions conjoncturelles et météorologiques. En ce qui concerne les *ménages*, les émissions (part: 22% en 2019) proviennent avant tout du chauffage et de la production d'eau chaude. Depuis l'an 2000 les émissions ont diminué, bien que la surface habitable chauffée ait augmenté. Cette évolution témoigne également d'un gain d'efficacité et d'une substitution accrue vers des technologies pauvres en CO<sub>2</sub>. Étant donné qu'un grand nombre de systèmes de chauffage fossiles sont encore en service, les émissions annuelles dépendent fortement des conditions météorologiques. Les émissions sont plus élevées les années où les hivers sont relativement froids et plus faibles les années où les températures sont plus clémentes à cette saison. La même remarque s'applique au secteur des *services*, dans lequel les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie (part: 10% en 2019) sont également en léger recul depuis l'an 2000, mais présentent des fluctuations observables dues aux conditions météorologiques. Enfin, dans l'*agriculture*, les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie ont elles aussi un peu fléchi depuis l'an 2000, leur part dans les émissions totales de CO<sub>2</sub> étant très faible (part: 2% en 2019). Le méthane et le dioxyde d'azote, surtout, sont prépondérants dans l'agriculture, et non les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie. Dans l'ensemble, les parts respectives des divers secteurs dans les émissions totales de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie ont peu changé depuis l'an 2000. Les contributions du secteur des transports et de l'industrie ont progressé (respectivement de 38% à 43% et de 22% à 23%), tandis que la part des ménages et des services est désormais moins élevée (sources: OFEV, 2021+2020 / OFEN, 2021a / Eco-plan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

---

<sup>46</sup> Le trafic aérien international ne figure pas dans le bilan international et n'est donc pas pris en compte lorsque l'on évalue la réalisation des objectifs de la politique climatique. S'il y était inclus, il représenterait environ 14% des émissions totales de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie. S'il était affecté au secteur des transports, la part correspondante s'inscrirait à 28%.

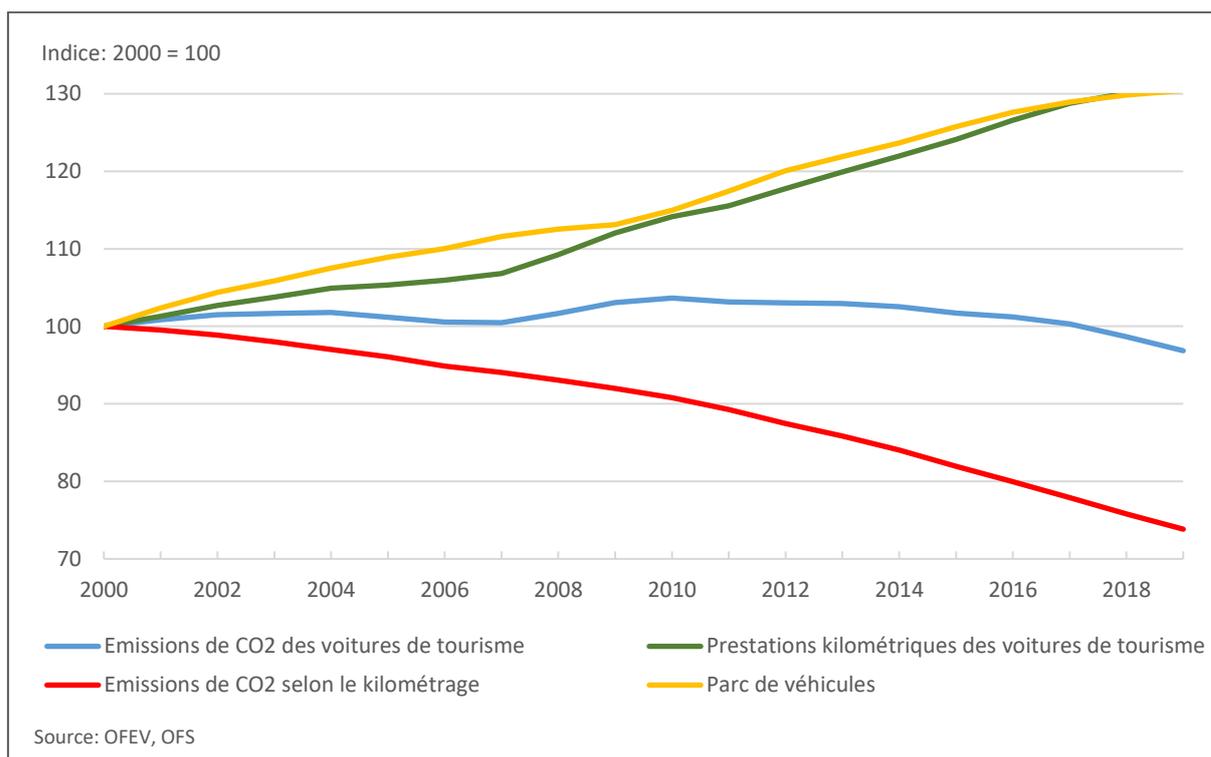
## Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie: industrie et services



**Figure 42** Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées)

La *figure 42* présente l'évolution indexée des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie dans les secteurs de l'industrie et des services ainsi que sa relation à la valeur ajoutée brute. Elle met en lumière le découplage croissant de la valeur ajoutée et des émissions de CO<sub>2</sub>, tant dans l'industrie que dans les services. Alors que la valeur ajoutée brute a sensiblement augmenté depuis l'an 2000 dans ces deux secteurs, les émissions y ont baissé dans l'un et l'autre, de sorte que la création de valeur actuelle induit nettement moins d'émissions de CO<sub>2</sub> qu'en l'an 2000. Introduite en 2008 et progressivement relevée depuis lors, la taxe sur le CO<sub>2</sub> grevant les combustibles (y c. les conventions d'objectifs conclues avec les entreprises exemptées de redevance) devrait notamment avoir apporté une contribution importante à cette évolution. Une évaluation des effets de cette taxe à ce stade a confirmé cette supposition. Comme nous l'avons déjà mentionné, les fluctuations annuelles sont principalement causées par les conditions météorologiques et par la conjoncture (sources: OFEV, 2021 / OFS, 2021b / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

## Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie: voitures de tourisme



**Figure 43** Émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées)

La *figure 43* illustre l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> liées aux voitures de tourisme face à celle du parc de véhicules et des prestations kilométriques (soit l'ensemble des trajets parcourus par toutes les voitures de tourisme, exprimé en millions de véhicules-kilomètres). Le graphique montre que les émissions de CO<sub>2</sub> dues aux voitures de tourisme sont désormais légèrement inférieures à leur niveau de l'an 2000, tandis que le parc de véhicules et les prestations kilométriques ont encore augmenté sur la même période. L'amélioration de l'efficacité (moins d'émissions de CO<sub>2</sub> par kilomètre parcouru) n'y est pas étrangère: les émissions par prestations kilométriques (c'est-à-dire les émissions par kilomètre-véhicule) ont baissé depuis l'an 2000. Les prescriptions visant les émissions des voitures de tourisme neuves<sup>47</sup>, le progrès technologique et la propagation de la mobilité électrique (exempte d'émissions directes) devraient contribuer à ce que cette tendance à la baisse se poursuive. En 2019, les émissions totales liées aux voitures de tourisme ont atteint quelque 10,6 millions de tonnes de CO<sub>2</sub>, soit près de 300 000 tonnes de moins qu'en l'an 2000. L'accroissement du parc de véhicules et des prestations kilométriques a donc presque entièrement compensé les gains d'efficacité obtenus. La part des émissions liées au transport des personnes dans le total des émissions dues aux transports (sans le trafic aérien international) est actuellement d'environ 71% (source: OFEV, 2021).

<sup>47</sup> À l'instar de l'UE, la Suisse a introduit en juillet 2012 des prescriptions concernant les émissions de CO<sub>2</sub> pour les voitures de tourisme neuves. Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, un objectif plus exigeant de 95 g de CO<sub>2</sub>/km en 2020 a été fixé pour les voitures de tourisme. De plus, un objectif de 147 g de CO<sub>2</sub>/km est désormais défini à partir de 2020 pour les véhicules de livraison et les tracteurs à sellette légers. En 2020, les émissions moyennes de CO<sub>2</sub> des véhicules neufs étaient d'environ 123,6 g de CO<sub>2</sub>/km, c'est-à-dire inférieures de plus de 10% à celles de l'année précédente. Malgré cette baisse, l'objectif de 96 g de CO<sub>2</sub>/km n'a de loin pas été atteint. Les émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules de livraison et des tracteurs à sellette légers neufs s'établissaient à 176,4 g de CO<sub>2</sub>/km, soit là encore bien loin de l'objectif de 147 g de CO<sub>2</sub>/km.

## Autres effets sur l'environnement

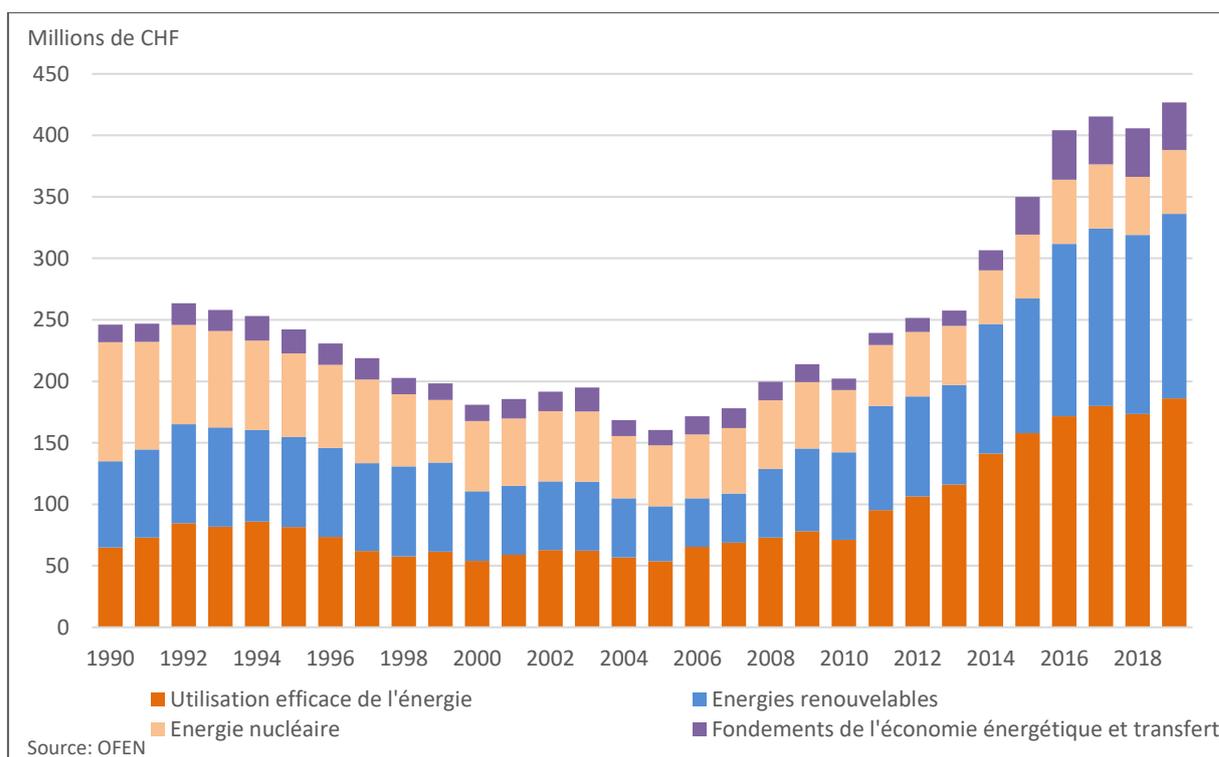
La dimension environnementale de l'approvisionnement en énergie est ancrée dans l'art. 89 de la Constitution fédérale et dans l'art. 1 de la loi sur l'énergie, qui visent un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. Les émissions de gaz à effet de serre en général et les émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie en particulier sont des indicateurs essentiels pour évaluer les effets sur l'environnement de l'approvisionnement en énergie et de la Stratégie énergétique 2050. En outre, l'approvisionnement en énergie et les mesures prévues par la Stratégie énergétique 2050 entraînent d'autres effets sur l'environnement, par exemple sur les eaux, l'utilisation du sol, la biodiversité ou le paysage. Ces autres aspects environnementaux revêtent de l'importance en particulier parce que la nouvelle loi sur l'énergie donnera la priorité aux énergies renouvelables et de ce fait au développement d'installations correspondantes, sans toutefois assouplir sensiblement les dispositions légales en matière d'environnement et de protection des eaux. Or, les domaines environnementaux mentionnés ne sont souvent pas munis d'indicateurs quantitatifs fiables pour permettre le suivi régulier des effets. Lorsque des indicateurs sont disponibles, rares sont les cas où des références directes à la Stratégie énergétique 2050 sont possibles. Pour les domaines cités, il faut dès lors examiner les effets dans des cas précis ou des projets choisis. À cet effet, il est nécessaire de mener des analyses approfondies qui dépassent le cadre du monitoring annuel.

# Champ thématique Recherche et technologie

Les objectifs à long terme de la Stratégie énergétique 2050 supposent que le développement technologique se poursuive. Pour le promouvoir, la Suisse a alloué nettement plus de ressources à la recherche énergétique. En règle générale, des indicateurs ne permettent pas de mesurer les progrès accomplis dans les domaines de la recherche et de la technologie. C'est pourquoi le monitoring annuel se concentre sur les dépenses des collectivités publiques en faveur de la recherche énergétique, ces dépenses servant d'indicateur des efforts consentis dans ce domaine. Au demeurant, le monitoring mentionne les activités et programmes de recherche courants. Dans le domaine du monitoring technologique, nous résumons enfin les analyses correspondantes (*cf. digression ci-après*).

## Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

L'OFEN relève depuis 1977 les dépenses des collectivités publiques en faveur de la recherche énergétique. Les relevés reposent sur des projets financés, en tout ou en partie, par les pouvoirs publics (Confédération et cantons), par le Fonds national suisse de la recherche scientifique (FNS), par l'Agence suisse pour l'encouragement de l'innovation (Innosuisse) ou par la Commission européenne. La figure ci-après présente l'évolution de l'ensemble des dépenses des pouvoirs publics pour la recherche énergétique depuis 1990, ventilée selon quatre domaines de recherche qui confèrent sa structure principale à la statistique de la recherche énergétique suisse. Ces fonds sont alloués notamment au domaine des EPF, aux universités et hautes écoles spécialisées, aux établissements de recherche d'importance nationale, aux établissements de recherche non commerciaux hors du domaine des hautes écoles et à l'économie privée.



**Figure 44** Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)<sup>48</sup>

<sup>48</sup> Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

Depuis 2005, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Depuis 2014 surtout, on observe une nette augmentation dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». Le développement et la mise en place, par Innosuisse, des pôles de compétence suisses en recherche énergétique (SCCER), le lancement par le Fonds national suisse (FNS) de nouveaux programmes de recherche nationaux dans le domaine de l'énergie (PNR 70 et 71) de même que le développement ciblé des projets pilotes, de démonstration et des projets phares de l'OFEN ont fortement contribué à cette expansion. Les dépenses totales 2019 des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'élevaient à près de 427 millions de francs (valeur réelle; 2018: près de 406 millions de francs). Conformément aux priorités fixées dans la Stratégie énergétique 2050, la majeure partie de ces fonds sont répartis entre les domaines de recherche *Utilisation efficace de l'énergie* (43,6% en 2019) et *Énergies renouvelables* (35,1% en 2019). En chiffres absolus, les dépenses en faveur du domaine de recherche *Énergie nucléaire* (fission nucléaire et fusion nucléaire) sont restées stables depuis 2004, leur part dans les dépenses totales diminuant toutefois pour atteindre 12,1% en 2019. La part revenant au domaine de recherche *Fondements de l'économie énergétique et transfert* se montait à 9,1% (source: OFEN, 2021d).

## Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique

En avril et en septembre 2021, l'OFEN a lancé les deuxième et troisième appels d'offres dans le cadre du **programme d'encouragement de la recherche énergétique SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)**. Doté d'un budget global de 20 millions de francs, le deuxième appel d'offres portait principalement sur le thème «Living & Working», l'accent étant mis sur les mesures d'efficacité dans la vie quotidienne, en particulier dans les secteurs du bâtiment et de la mobilité. En plus des mesures techniques, des aspects socio-économiques tels que les changements de comportement, l'acceptation de la technologie et l'adaptation correspondante, les nouveaux modèles d'affaires, les incitations ou les possibilités d'investissement, notamment, seront examinés. Les adjudications définitives devraient être publiées en janvier 2022 et les travaux de recherche devraient commencer au printemps de la même année. Le thème principal du troisième appel d'offres, dont le budget global s'élève à 10 millions de francs, est intitulé «Infrastructures critiques, changement climatique et résilience du système énergétique suisse». Réalisé conjointement avec le National Centre for Climate Services (NCCS), cet appel d'offres est surtout consacré aux infrastructures critiques telles que les centrales, les barrages ou le réseau électrique. La recherche vise à analyser l'influence de la transformation du système énergétique sur les infrastructures critiques ainsi qu'à déterminer la vulnérabilité de celui-ci face aux dangers techniques, naturels ou sociétaux et la manière de réduire les risques pour ce système et la population, tout en augmentant la résilience de ce dernier. Le délai de soumission des offres courrait jusqu'au 3 décembre 2021. L'adjudication définitive devrait être publiée en juillet 2022 et les travaux de recherche devraient commencer en octobre 2022. Début 2021, un comité composé d'experts internationaux avait adjugé à quatre consortiums le *premier appel d'offres* relatif à l'«intégration des énergies renouvelables dans un système énergétique suisse durable et résilient». Les institutions hôtes de ces consortiums de recherche sont l'École polytechnique fédérale de Zurich (EPFZ), l'École polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL), l'Université de Genève et l'Institut Paul Scherrer (PSI). Dans les six à huit années à venir, elles se consacreront à leurs tâches de recherche dans le cadre de projets transdisciplinaires et interdisciplinaires. Le financement maximal global est de 14 millions de francs. Le programme SWEET lance régulièrement des appels d'offres pour des projets de partenariat, les derniers projets prenant fin en 2032. Ce programme vise à soutenir exclusivement des projets de partenariat qui traitent des thèmes de recherche centraux en lien avec la Stratégie énergétique 2050. Dirigé par l'OFEN, il est axé sur la recherche appliquée et la démonstration des résultats obtenus. Le programme d'encouragement de la recherche SWEET, qui aborde des thèmes spécifiques dans une perspective à long terme, permet d'utiliser les compétences et les capacités développées dans le cadre des pôles de compétences suisses en matière de recherche énergétique (SCCER) dans les hautes écoles pour traiter les thèmes de recherche centraux de la stratégie énergétique et climatique de la Suisse (sources: DETEC, 2021 / Conseil fédéral, 2020c).

En 2021, l'**Initiative Flagship** d'Innosuisse a marqué le lancement d'un autre programme d'encouragement destiné aux grands partenariats. Elle porte sur des domaines qui concernent de larges pans de l'économie et/ou de la société. En 2021, le premier appel d'offres consacré à la «décarbonisation» se référait clairement à la recherche énergétique (source: Innosuisse, 2021a).

Le développement et le pilotage des huit **SCCER** interuniversitaires ont cessé fin 2020, après huit ans. Les parties prenantes poursuivent néanmoins leurs activités. Depuis 2013, ces centres de compétence ont développé de nombreuses solutions pour répondre aux défis techniques, sociétaux et politiques qui sont liés à la Stratégie énergétique 2050. Associant la science et la pratique, ils ont contribué de manière importante au transfert de savoir et de technologie. Les SCCER se sont penchés sur tous les aspects de la chaîne d'innovation dans le secteur de l'énergie, de la recherche de base à la recherche et au développement appliqués, en passant par les questions juridiques, réglementaires et comportementales. En moyenne, 1300 chercheurs travaillaient chaque année dans les SCCER. Ils ont lancé plus de 1500 projets pendant tout le programme d'encouragement. Des partenaires issus de l'économie et de la société civile ont participé à 973 projets. En outre, plus de 2000 travaux de master et thèses de doctorat ont été réalisés et 44 spin-offs ont été créés. Au cours de ces huit années, Innosuisse a soutenu les SCCER et les activités interdisciplinaires communes à hauteur de 193,8 millions de francs au total. Le Conseil fédéral avait décidé de développer les SCCER en 2012 en adoptant le plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». Ceux-ci ont couvert les sept champs d'action suivants: «*Efficacité énergétique*» (un SCCER pour le domaine du bâtiment et un SCCER pour l'industrie), «*Réseaux*», «*Stockage*», «*Mise à disposition de courant (géothermie et force hydraulique)*», «*Économie, environnement, droit, comportement*», «*Mobilité*» et «*Biomasse*»(source: Innosuisse, 2021b).

Fin octobre 2020, le Conseil fédéral a été informé de l'achèvement réussi des **programmes nationaux de recherche «Virage énergétique» (PNR 70) et «Gérer la consommation d'énergie» (PNR 71)**. Lancés en 2012, ces deux programmes entendaient fournir des bases scientifiques et des solutions novatrices pour transformer le système énergétique suisse en vue de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Dans l'ensemble, 103 projets de recherche ont été réalisés en cinq ans. PNR 70 était doté d'un budget de 37 millions de francs et PNR 71 de 8 millions. Le premier était axé sur les aspects de la transformation relatifs aux sciences naturelles et à la technique, tandis que le second examinait les aspects socio-économiques et politiques. La coordination ciblée de ces deux programmes a favorisé une collaboration interdisciplinaire et la participation de partenaires issus de la pratique – ce dernier point s'est d'ailleurs traduit par quelque 400 partenariats avec des acteurs économiques et administratifs et des organisations non gouvernementales. Les résultats de recherche des deux PNR ont été publiés dans un rapport final intitulé «Énergie». En résumé, ils montrent qu'une sortie du nucléaire et un abandon des agents énergétiques fossiles sont techniquement possibles en Suisse d'ici à 2050 et supportables sur le plan tant économique que social. Ces PNR ont engendré un grand nombre de publications scientifiques, des procédures et des produits techniques innovants ainsi que des recommandations réglementaires. Le développement de modules photovoltaïques imprimables à l'encre en est l'un des exemples. Certifiés conformément aux normes de l'industrie, ces panneaux sont désormais commercialisés sous l'appellation *Swisspanel Solar*. Le PNR «Énergie» a également contribué à la création de start-up (sources: Conseil fédéral, 2020a / Balthasar, A., Schalcher, H.R., 2020).

**L'OFEN encourage la recherche énergétique orientée vers les applications.** Cette recherche s'inscrit dans le «plan directeur de la recherche énergétique» de la Confédération, qui est remanié tous les quatre ans par la Commission fédérale de la recherche énergétique (CORE) et couvre tant la recherche scientifique que les projets pilotes, les projets de démonstration et les projets phares. Le concept actuel pour la période allant de 2021 à 2024 met davantage l'accent sur la recherche énergétique dans les sciences humaines. En 2019, 37 millions de francs ont été alloués au total à l'encouragement des projets de recherche et de développement (toutes technologies et tous thèmes confondus, y c. les coûts de

transfert et de coordination) ainsi que des projets phares, pilotes et de démonstration. La brochure «Recherche énergétique et innovation», actualisée chaque année, fournit une vue d'ensemble des résultats particulièrement intéressants des programmes de recherche de l'OFEN (source: OFEN, 2021e)<sup>49</sup>.

La recherche dans le domaine de l'**énergie nucléaire** se poursuit dans des proportions similaires: 51,84 millions de francs ont été versés à des projets de recherche dans ce secteur en 2019, notamment pour garantir que la Suisse dispose à l'avenir également des bases techniques et scientifiques nécessaires pour exploiter les installations nucléaires existantes et pour suivre et évaluer de manière fiable les développements technologiques dans le domaine de l'énergie nucléaire. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSP), le PSI et l'EPFL couvrent respectivement les aspects réglementaires, la recherche sur la fission nucléaire et la recherche sur la fusion nucléaire<sup>50</sup>.

**Sur le plan international**, la coopération avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE) joue un rôle particulier. La Suisse participe par le biais de l'OFEN à 22 des 39 programmes de recherche de l'AIE que sont les programmes de coopération technologique ou TCP («Technology Collaboration Programmes»), préalablement appelés «accords de mise en œuvre» («Implementing Agreements»). Au niveau européen, la Suisse participe dans la mesure du possible, à travers le Secrétariat d'État à la formation, à la recherche et à l'innovation (SEFRI), aux programmes-cadres de recherche et d'innovation (PCRI) de l'UE. L'OFEN prend part à l'organisation et au développement de la recherche énergétique au niveau européen, notamment par l'intermédiaire du plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET, qui ne fait pas partie des PCRI) et de partenariats cofinancés relevant des programmes-cadres européens. La Suisse est considérée jusqu'à nouvel ordre comme un État tiers non associé dans le neuvième PCRI de l'UE «Horizon Europe» et dans les programmes et initiatives connexes; cela vaut désormais pour les appels d'offres de 2021. Ce statut permet encore aux chercheurs et aux innovateurs suisses de participer aux appels d'offres et d'obtenir un financement direct de la Confédération, mais dans une mesure restreinte. En principe, il n'est cependant plus possible de prendre part aux futurs appels d'offres pour des projets individuels du Conseil européen de la recherche, des Actions Marie Skłodowska Curie et du Conseil européen de l'innovation. Hormis la coordination et les opérations d'assistance, tous les appels d'offres du groupe 5 (climat, énergie et mobilité) sont néanmoins ouverts aux établissements suisses. La participation complète de la Suisse à «Horizon Europe» reste l'objectif déclaré du Conseil fédéral. Les derniers développements et les solutions transitoires en vigueur peuvent être consultés sur le site Internet du SEFRI ([www.sbf.admin.ch](http://www.sbf.admin.ch); sources: OFEN, 2021e / SEFRI, 2021).

---

<sup>49</sup> Des informations supplémentaires sur les différents projets sont disponibles sous: [www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch) et [www.aramis.admin.ch](http://www.aramis.admin.ch).

<sup>50</sup> [www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung/](http://www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung/) / [www.psi.ch/nes/](http://www.psi.ch/nes/) / <https://spc.epfl.ch>

# Champ thématique Environnement international

L'environnement international est important pour la Suisse, parce qu'elle est intégrée étroitement dans les marchés internationaux de l'énergie et qu'elle dépend des importations d'énergie. Les développements qui surviennent au niveau du cadre juridique en Europe sont cruciaux sur le plan de la régulation. De plus, les efforts internationaux de protection du climat jouent un rôle important. Le monitoring annuel se concentre sur une vue d'ensemble descriptive des principaux développements.

## Évolution des marchés globaux de l'énergie

L'Europe et d'autres régions du monde sont actuellement confrontées à une hausse des prix de l'énergie, ce qui a également des conséquences sur la Suisse (notamment pour ce qui est de l'électricité, du pétrole et du gaz). Une des principales raisons de cette situation est l'augmentation de la demande mondiale d'énergie: la relance économique après le pic de la pandémie de COVID-19 est en marche et la production ne peut pas être augmentée à la même vitesse. En outre, le prix du CO<sub>2</sub> sur le marché européen a fortement augmenté en 2021. Le 13 octobre 2021, la Commission européenne a présenté une «boîte à outils» que l'UE et ses États membres peuvent utiliser pour faire face à l'impact immédiat des augmentations de prix actuelles et renforcer davantage la résilience face aux chocs futurs. Lors du Conseil européen du 21 octobre 2021, les chefs d'État et de gouvernement ont également discuté des prix élevés de l'énergie (source: COM(2021) 660 final / Conseil européen, 2021).

**Pétrole:** dans ses prévisions à moyen terme, l'AIE pense que la demande mondiale de pétrole atteindra environ 104,1 millions de barils par jour en 2026, ce qui représente une hausse de 4,4 millions de barils par jour par rapport à 2019. S'agissant de l'offre, l'AIE prévoit que les capacités de production augmenteront de 3,7 millions de barils par jour par rapport à 2019, pour atteindre 104,2 millions de barils par jour jusqu'en 2026.

En 2020, la demande était de 91 millions de barils par jour, soit une baisse de 9 millions de barils par jour par rapport à 2019, c'est-à-dire avant la pandémie de COVID-19. Selon l'AIE, la demande devrait reprendre en 2021 pour atteindre 96,5 millions de barils par jour. En 2019, l'offre mondiale se chiffrait à 100,5 millions de barils par jour. En 2020, cette valeur a chuté à 93,9 millions de barils par jour.

En juillet 2021, l'OPEP+ (composée de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole [OPEP] et d'autres pays sous la direction de la Russie) ont convenu d'accroître la production, après l'avoir réduite les dernières années. Malgré cette augmentation de la production, le prix du pétrole a atteint en octobre 2021 un nouveau record de plus de 80 dollars le baril (sources: OCDE/AIE, 2021b).

**Gaz naturel:** dans ses prévisions à moyen terme, l'AIE table sur une croissance annuelle de la demande mondiale de gaz naturel de 1,7% jusqu'en 2024, soit légèrement inférieure à la croissance de 1,8% avant la pandémie. La demande mondiale de gaz naturel devrait donc s'inscrire à environ 4300 milliards de mètres cubes en 2024. En 2024, la production mondiale de gaz naturel devrait avoir progressé de 6% par rapport à son niveau de 2019 avant la pandémie et atteindre 4328 milliards de mètres cubes.

Les marchés du gaz naturel ont commencé l'année 2021 avec une forte reprise, due à une activité économique à nouveau plus forte et à des périodes de froid. L'AIE prévoit que la hausse de la demande en 2021 va compenser le recul en 2020. Pour 2020, l'AIE tablait à l'origine sur un recul de la demande de gaz naturel de 4%; la baisse n'a été que de 1,9%, avec une demande de 3926 milliards de mètres cubes. La production de gaz a atteint 3960 milliards de mètres cubes, soit 3% de moins qu'en 2019.

Après la chute des prix du gaz résultant de la pandémie à l'été 2020, le prix a augmenté sur le marché américain (Henry Hub) au troisième trimestre 2021 en comparaison annuelle, dépassant 5 USD/millions de British Thermal Unit (BTU), ce qui était toutefois toujours clairement inférieur aux prix sur le marché européen et asiatique. En Europe (TTF Spot), la demande élevée au niveau mondial, conjuguée à la

baisse des flux de GNL et au transit quasi inexistant de gaz russe par le gazoduc passant par l'Ukraine, a favorisé une forte hausse des prix TTF qui ont atteint par moments en octobre 2021 un niveau record historique de plus de 100 euros par MWh, avec cependant des prix à terme à nouveau en dessous de 50 euros par MWh pour le mois d'avril prochain (sources: OCDE/AIE, 2021c / UE, 2021 / Argus Gas Connections<sup>51</sup>).

**Charbon:** selon ses prévisions à moyen terme, l'AIE suppose que la demande annuelle de charbon reculera à l'échelle mondiale, passant de 7766 millions de tonnes en 2018 à 7409 millions de tonnes d'ici à 2025. La demande devrait continuer à progresser en Inde et dans d'autres pays asiatiques, mais fléchir en Europe et aux États-Unis. En Chine, principal acteur sur le marché mondial du charbon, la demande a un peu augmenté en 2021 par rapport à 2018. Elle devrait se stabiliser jusqu'en 2025, principalement en raison des mesures gouvernementales visant à améliorer la qualité de l'air et des changements structurels dans l'industrie lourde. Selon l'AIE, la production mondiale de charbon diminuera pour s'établir à 7409 millions de tonnes en 2025, contre 7833 millions de tonnes en 2018. La production chinoise de charbon progressera sur la même période (2018: 3549 millions de tonnes; 2025: 3633 millions de tonnes).

À l'échelle mondiale, la consommation de charbon a diminué de 3,1% en 2020 et s'inscrit à 7400 millions de tonnes. Cette baisse est la plus forte depuis la Seconde Guerre mondiale. Elle s'est concentrée principalement sur les premiers mois de l'année. Fin 2020, la demande avait de nouveau dépassé son niveau d'avant la pandémie de coronavirus, car elle était tirée par l'Asie, où l'économie s'est redressée rapidement et où le mois de décembre a été particulièrement froid. La production de charbon a atteint 7555 millions de tonnes, soit 4,8% de moins que l'année précédente.

Les prix du charbon ont nettement progressé en 2016 en raison de la dynamique du marché asiatique et après que la Chine eut introduit des mesures pour limiter sa production indigène de charbon. En juillet 2018, le prix spot CIF ARA atteignait 100 dollars américains la tonne, son plus haut depuis 2012, avant de retomber à quelque 50 dollars la tonne vers le milieu de l'année 2019 et de se maintenir quasiment à ce niveau jusqu'en novembre 2020. Pendant l'hiver 2020/2021, il a régulièrement progressé, comme le prix d'autres matières premières, et s'est établi à un niveau historique avoisinant les 200 dollars la tonne en septembre 2021. Il a légèrement fléchi depuis (sources: OCDE/AIE, 2019+2020f / Argus Gas Connections).

**CO<sub>2</sub> dans le système européen d'échange de quotas d'émission:** en juin 2020, le prix des droits d'émission de CO<sub>2</sub> a augmenté à 23,5 euros la tonne de CO<sub>2</sub>, pour atteindre à nouveau le niveau d'avant la pandémie de COVID-19. Suite à l'annonce par la Commission européenne du paquet climatique «Ajustement à l'objectif 55» (cf. ci-dessous) et les prix relativement élevés du gaz et du charbon, le prix du CO<sub>2</sub> a grimpé à 60 euros par tonne en septembre 2021 et est resté à ce niveau historiquement élevé depuis. Le prix à terme (*future*) pour les années 2022 à 2024 est également de 60 euros par tonne (sources: UE, 2021 / EEX<sup>52</sup>).

**Électricité:** après une baisse d'environ 1% en 2020 pour atteindre 26 800 TWh, la demande mondiale d'électricité devrait, selon les chiffres de l'AIE, augmenter en 2021 de près de 5% à environ 28 100 TWh et, en 2022, de 4% à environ 29 200 TWh. Cette progression interviendra en grande partie dans la région Asie-Pacifique. Plus de la moitié de la croissance mondiale en 2022 est attendue en Chine, le plus grand consommateur d'électricité au monde. L'Inde, qui est le troisième plus grand consommateur, représentera 9% de la croissance mondiale.

La part de la production d'électricité d'origine renouvelable a augmenté de 29% en 2020 (2019: 27%). Selon l'AIE, après une croissance de 7% en 2020, la production d'électricité d'origine renouvelable devrait progresser de 8% en 2021 pour s'établir à près de 8300 TWh et croître de plus de 6% en 2022. Malgré ces hausses rapides, les énergies renouvelables ne devraient couvrir qu'environ la moitié de la croissance

---

<sup>51</sup> [www.argusmedia.com](http://www.argusmedia.com)

<sup>52</sup> [www.eex.com](http://www.eex.com)

prévue, la production d'électricité à partir de combustibles fossiles répondant à 45% des besoins supplémentaires en 2021 et à 40% d'entre eux en 2022. Après avoir reculé de 4,6% en 2020, la production d'électricité à partir de charbon croîtra de près de 5% en 2021, dépassant ainsi son niveau d'avant la pandémie. Elle poursuivra sa progression de 3% supplémentaires en 2022 et pourrait atteindre un sommet historique. La production basée sur le gaz naturel avait fléchi de 2% en 2020, mais elle devrait s'accroître de 1% en 2021 et de presque 2% en 2022. La progression du gaz reste inférieure à celle du charbon, car le gaz joue un rôle moins important en Asie-Pacifique, qui enregistre une croissance rapide.

Aux États-Unis, la production d'électricité issue du gaz naturel a reculé d'environ 9% au premier semestre 2021 (à quelque 60 TWh), tandis que l'électricité produite avec du charbon a progressé de 35% et s'inscrit à 110 TWh, principalement en raison de la stabilité des prix du charbon à un faible niveau par rapport à ceux du gaz naturel. Ce dernier affichait la plus grande part en 2020 (40%), suivi par le charbon (19%), l'énergie nucléaire (20%) et les énergies renouvelables (20%)<sup>53</sup>.

Dans l'UE, la demande d'électricité a pratiquement retrouvé son niveau d'avant la pandémie. Elle a augmenté de 2% au premier trimestre 2021 par rapport à la même période de l'année précédente en raison d'un hiver froid. En dépit de vents moins forts, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité de l'UE a atteint 38% au premier trimestre 2021 (env. 90 TWh par mois), c'est-à-dire un peu moins qu'au premier trimestre 2020 (40%). Elle reste cependant supérieure à la part des énergies fossiles (35%).

En raison des prix élevés des combustibles, l'indice du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen (European Power Benchmark Index) a augmenté au premier trimestre 2021 à 53 euros/MWh, soit une hausse de 79% par rapport à cette même période durant l'année précédente. En juin, le prix de l'électricité a atteint un niveau record historique sur la plupart des marchés (par exemple en Allemagne et en France). Le prix pour le contrat de l'année suivante de la charge de base pour la Suisse (baseload Swissix) a également suivi cette tendance, dépassait en septembre la barre des 150 euros par MWh et est depuis redescendu à 130 euros (sources: OCDE/AIE, 2021d / UE, 2021 / EICOM 2021b).

## Évolutions dans l'UE

### Évolutions dans l'UE: le «pacte vert pour l'Europe» et le paquet «Ajustement à l'objectif 55» («Fit for 55»)

En juillet 2021, la Commission européenne a présenté un ensemble de propositions législatives sous le titre «**Ajustement à l'objectif 55**». Elles doivent contribuer à faire du Pacte vert pour l'Europe une réalité et également permettre d'atteindre l'objectif fixé dans la loi européenne sur le climat de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55% d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990 ainsi que de conduire l'UE sur la voie de la neutralité climatique d'ici 2050. Le paquet comprend 13 propositions législatives interdépendantes, notamment dans les domaines suivants (source: COM(2021) 550 final):

- **Système d'échange de quotas d'émission (SEQUE) de l'UE:** la Commission propose d'abaisser encore le plafond global des émissions et de relever son taux annuel de réduction. D'ici 2030, la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans le domaine du SEQUE doit être de 61% par rapport à 2005. La Commission propose également de supprimer progressivement les quotas d'émission à titre gratuit pour l'aviation, de s'aligner sur le régime mondial de compensation et de réduction de carbone pour l'aviation internationale (CORSIA) et d'intégrer pour la première fois les émissions du transport maritime dans le SEQUE de l'UE. Elle propose aussi d'augmenter la taille des Fonds pour l'innovation et la modernisation qui sont financés par la mise aux enchères des quotas d'émission.

---

<sup>53</sup> [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

- **Nouveau système d'échange de quotas d'émission dans les transports routiers et les bâtiments:** afin de remédier aux réductions des émissions manquantes dans les transports routiers et les bâtiments, un nouveau système d'échange de quotas d'émission distinct sera mis en place, d'une part, pour la distribution de carburant pour le transport routier et, d'autre part, pour les combustibles dans les bâtiments. Ils pourront fusionner à l'avenir lorsque les coûts de réduction des émissions se seront rapprochés entre les secteurs.
- **Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières:** ce nouveau mécanisme fixera un prix du carbone pour les importations de certains produits. On garantira ainsi que les réductions d'émissions européennes auront pour effet de contribuer à la diminution des émissions au niveau mondial et non pas de repousser la production à forte intensité de carbone au-delà des frontières européennes. Ce mécanisme a aussi pour finalité d'encourager les industries en dehors de l'UE ainsi que les partenaires internationaux de l'UE à prendre des mesures allant dans le même sens. La proposition de la Commission prévoit également qu'à l'avenir, le nouveau mécanisme remplace complètement l'allocation à titre gratuit de quotas d'émission.
- **Normes en matière d'émissions pour les véhicules:** Des normes plus strictes en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> pour les voitures de tourisme et les véhicules utilitaires légers doivent accélérer la transition vers la mobilité à émissions nulles. La Commission propose d'imposer une réduction des émissions moyennes des voitures neuves de 55% à partir de 2030 et de 100% à partir de 2035 par rapport aux niveaux de 2021. En conséquence, toutes les voitures de tourisme et les voitures de livraison neuves immatriculées à partir de 2035 doivent être des véhicules à émissions nulles.
- **Taxation de l'énergie:** une révision de la directive sur la taxation de l'énergie propose d'aligner la taxation des produits énergétiques sur les politiques de l'UE en matière d'énergie et de climat. Les taux minimaux doivent être relevés, la taxation de l'énergie doit être harmonisée et les exonérations ou réductions fiscales obsolètes qui encouragent actuellement l'utilisation de combustibles fossiles doivent être supprimées. Les traités de l'UE ne prévoient pas de compétence pour ces questions fiscales, ce qui signifie que l'adoption de cette directive, contrairement aux autres propositions législatives, requiert un vote unanime des États membres.
- **Énergies renouvelables:** la révision de la directive sur les énergies renouvelables relèvera l'objectif contraignant au niveau de l'UE de telle sorte que les énergies renouvelables représentent 40% de la consommation d'énergie finale d'ici 2030. Des objectifs spécifiques sont proposés en ce qui concerne l'utilisation des énergies renouvelables dans les transports, les systèmes de chauffage et de refroidissement, les bâtiments et l'industrie. La révision prévoit également de renforcer les critères de durabilité pour l'utilisation de la biomasse. Les régimes d'aide en faveur de la biomasse élaborés par les États membres doivent par ailleurs respecter le principe de l'utilisation en cascade de la biomasse ligneeuse.
- **Efficacité énergétique:** afin d'abaisser la consommation globale d'énergie, de réduire les émissions et de lutter contre la précarité énergétique, la révision de la directive sur l'efficacité énergétique prévoit, au niveau de l'UE, un objectif annuel contraignant plus ambitieux en matière de réduction de la consommation d'énergie<sup>54</sup>. La directive oriente la manière dont les contributions nationales indicatives à l'objectif sont établies et multiplie presque par deux l'obligation annuelle en matière d'économies d'énergie pour les États membres, soit 1,5%. Le secteur public est tenu de rénover 3% de ses bâtiments chaque année.
- **Réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en dehors du SEQUE:** une révision du règlement sur la répartition de l'effort renforce les objectifs de réduction des émissions assignés à chaque État membre en dehors du SEQUE conformément à l'objectif de réduction des émissions de l'UE de 40% en 2030 par

---

<sup>54</sup> Réduction de 9% par rapport à un scénario de référence actualisé pour 2020; la réduction correspond en valeurs absolues à un niveau de consommation d'énergie finale jusqu'en 2030 de 787 millions de tonnes d'équivalent pétrole brut (Mtep) et à une consommation d'énergie primaire de 1023 Mtep.

rapport à 2005. Ces objectifs tiennent compte de la situation de départ et des capacités de chaque État membre.

- **Utilisation des terres, foresterie et agriculture:** une révision du règlement sur l'utilisation des terres, la foresterie et l'agriculture (UTCATF) établit, pour l'UE, un objectif global d'absorption de carbone, par l'utilisation des terres, équivalant à 310 millions de tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub> d'ici à 2030.
- **Règlement sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs:** la proposition porte sur l'abrogation de la directive existante sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, afin de créer un nouveau règlement en vue du déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs. Selon la Commission, seul un règlement peut permettre d'accélérer le déploiement nécessaire des infrastructures (les règlements de l'UE s'appliquent automatiquement dans toute l'UE dès leur entrée en vigueur). L'acte juridique contient des dispositions détaillées pour les États membres sur le déploiement d'une infrastructure de recharge pour les véhicules électriques (y compris les navires), de stations de ravitaillement en hydrogène et en GNL, ainsi que des spécifications sur la facturation, la détermination des prix et la fourniture de données pour les exploitants des infrastructures de recharge et des stations de ravitaillement.

La Commission a présenté le **pacte vert pour l'Europe** le 11 décembre 2019. L'objectif de l'UE de devenir le premier continent neutre sur le plan climatique d'ici 2050 constitue la pièce maîtresse de cette stratégie globale. Le Conseil européen a adopté la neutralité climatique à l'horizon 2050 en décembre 2019 (sources: COM(2019) 640 final) / Conseil européen, 2019).

La **loi européenne sur le climat** transforme en droit contraignant l'engagement de l'UE en faveur de la neutralité climatique et l'objectif intermédiaire de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55% d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990. La loi est entrée en vigueur en juillet 2021<sup>55</sup>.

Les développements au sein de l'UE dans le cadre du pacte vert pour l'Europe **revêtent également un intérêt pour la Suisse**. Ils montrent les grands axes de la politique énergétique et climatique européenne des prochaines décennies, qui influenceront également la politique énergétique et climatique suisse. De nombreux aspects du pacte vert, en particulier ceux concernant son financement, sont internes à l'UE. Parallèlement, il convient d'observer attentivement la future concrétisation de ce pacte et d'identifier précocement les défis éventuels qui en découleraient pour la Suisse. Différents points du paquet «Ajustement à l'objectif 55», par exemple, touchent la Suisse, notamment la révision du SEQE de l'UE, le SEQE étant couplé au système d'échange de quotas d'émission suisse depuis début 2020. Selon la proposition de règlement de la Commission, la Suisse est exclue du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières en raison de ce couplage: la taxe d'ajustement carbone aux frontières n'est donc pas perçue lors de l'exportation de produits suisses vers l'UE. Il convient d'observer les conséquences possibles du nouveau mécanisme d'ajustement carbone aux frontières sur l'ensemble des chaînes d'approvisionnement des producteurs suisses. Il faut également examiner comment la Suisse peut faire face aux nouvelles prescriptions sur les émissions des véhicules à partir de 2025.

## Évolution par rapport aux objectifs énergétiques et climatiques

L'UE s'est fixé à l'horizon 2020 et 2030 des objectifs quantitatifs dans les domaines suivants: émissions de gaz à effet de serre, énergies renouvelables, efficacité énergétique et interconnexion des réseaux électriques. L'évolution actuelle par rapport à ces objectifs se présente comme suit (sources: COM(2021) 950 final / Eurostat, 2021):

---

<sup>55</sup> Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) no 401/2009 et (UE) 2018/1999 («loi européenne sur le climat»)

- **Émissions de gaz à effet de serre:** les émissions de gaz à effet de serre de l'UE (y c. le trafic aérien international) ont reculé de 31% entre 1990 et 2020, atteignant leur niveau le plus faible depuis 30 ans. La baisse est de 24% par rapport à 2019, c'est-à-dire avant la pandémie de COVID-19. L'UE a donc dépassé son objectif contraignant d'une diminution de 20% à son échelle d'ici à 2020. Comme indiqué précédemment, elle s'est fixé pour 2030 un objectif de réduction plus ambitieux de –55% (jusqu'à présent: –40%) et vise la neutralité climatique à l'horizon 2050.
- **Énergies renouvelables:** en 2019, la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'UE s'inscrivait à 19,7%. Elle était donc en passe de réaliser son objectif pour 2020, fixé à 20%. Jusqu'à présent, l'UE avait défini un objectif contraignant de 32% pour 2030. Comme indiqué précédemment, celui-ci a été revu à la hausse dans le cadre du paquet «Ajustement à l'objectif 55» et porté à 40%.
- **Efficacité énergétique:** en 2019, la consommation énergétique primaire a fléchi pour la deuxième année consécutive. Elle était inférieure de 1,8% à son niveau de 2018, mais encore supérieure de 1,8% à la courbe linéaire requise pour atteindre l'objectif d'efficacité énergétique 2020. La consommation énergétique finale a diminué en 2019 pour la première fois depuis six ans (–0,6% par rapport à l'année précédente), mais elle reste 2,3% au-dessus de la courbe linéaire nécessaire pour réaliser l'objectif 2020. On ignore encore si les objectifs d'efficacité pour l'année 2020 seront atteints. L'UE s'est fixé comme objectif indicatif d'améliorer l'efficacité énergétique de 20% à l'horizon 2020<sup>56</sup>. Pour 2030, son objectif indicatif était jusqu'à présent de 32,5%<sup>57</sup>, mais il a été relevé à l'échelle de l'UE dans le cadre du paquet «Ajustement à l'objectif 55» et intègre désormais une réduction contraignante de 9% par rapport à un scénario de référence basé sur l'année 2020 (*cf. ci-avant*).
- **Interconnexion des réseaux électriques:** en 2014, le Conseil européen a invité les États membres de l'UE à développer leurs lignes de transport d'électricité transfrontalières d'ici à 2020 afin que chaque État puisse exporter vers ses pays voisins au moins 10% de l'électricité produite sur son territoire national. Cet objectif s'inscrit à 15% de la production indigène à l'horizon 2030. D'après les informations de la Commission, la plupart des États membres l'ont déjà atteint.

## «Clean Energy Package»

Afin de mettre en œuvre l'Union de l'énergie<sup>58</sup>, l'UE a mis en vigueur en 2018 et en 2019 un vaste train de mesures comportant de nouvelles règles sur le marché de l'électricité, les énergies renouvelables, la sécurité d'approvisionnement, l'efficacité énergétique et la gouvernance. Comprenant huit règlements et directives, ce paquet s'intitule «Une énergie propre pour tous les Européens» («Clean Energy Package») (source: COM(2016) 860 final):

- **Réorganisation du marché de l'électricité:** la *directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*<sup>59</sup>, issue du troisième paquet sur le marché intérieur décidé en 2009, doit créer un marché de l'électricité flexible, basé sur le marché et centré sur le consommateur. Le *règlement sur le marché intérieur de l'électricité*<sup>60</sup>, également issu du troisième paquet sur le marché

<sup>56</sup> L'objectif de 2020 consiste à réduire la consommation énergétique finale dans l'UE des 28 à 1086 millions de tonnes au plus et la consommation énergétique primaire à un maximum de 1483 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut.

<sup>57</sup> L'objectif de 2030 consiste à réduire la consommation énergétique finale dans l'UE des 28 à 956 millions de tonnes au plus et la consommation énergétique primaire à un maximum de 1273 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut.

<sup>58</sup> Depuis 2015, stratégie-cadre de la politique énergétique de l'UE qui comporte cinq dimensions: (1) sécurité, solidarité et confiance, (2) marché intérieur de l'énergie pleinement intégré, (3) efficacité énergétique, (4) protection du climat – décarbonisation de l'économie et (5) recherche, innovation et compétitivité.

<sup>59</sup> Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (refonte)

<sup>60</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

intérieur, instaure de nouvelles règles pour le marché intérieur européen, qui sera adapté à la production électrique toujours plus décentralisée et fluctuante. Le futur fonctionnement du marché intérieur de l'électricité de l'UE est d'importance pour la Suisse.

- **Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER):** le *règlement sur l'ACER*<sup>61</sup> renforce le rôle de l'agence. Comme la Suisse est entourée par le marché intérieur de l'électricité de l'UE, le travail de l'ACER a des répercussions sur le marché suisse de l'électricité et est particulièrement important pour l'EICOM. En août 2021, l'ACER a résilié un *memorandum of understanding* qui garantissait la participation de l'EICOM, en tant qu'observatrice, à ses groupes de travail sur l'électricité depuis 2015.
- **Efficacité énergétique:** suite à l'Accord de Paris, l'UE a adapté les objectifs de la *directive relative à l'efficacité énergétique*<sup>62</sup> au cadre de politique climatique et énergétique fixé pour 2030. Un objectif d'efficacité non contraignant de 32,5% s'appliquera ensuite au niveau de l'UE<sup>63</sup>. Les États membres fournissent des «contributions nationales» pour la réalisation de cet objectif.
- **Énergies renouvelables:** la *directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (directive SER)*<sup>64</sup> doit conduire à augmenter encore la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique d'ici à 2030. Un objectif contraignant de 32% d'énergies renouvelables s'appliquera ensuite au niveau de l'UE. Les États membres fournissent des «contributions nationales» à la réalisation de cet objectif (plus aucun objectif national contraignant comme jusqu'en 2020). Le mécanisme visant à fixer les «contributions nationales» et à surveiller la réalisation des objectifs fait l'objet d'un règlement séparé sur la gouvernance de l'Union de l'énergie (*cf. ci-dessous*). Les garanties d'origine suisses ne sont plus reconnues par les États membres de l'UE depuis le milieu de l'année 2021, car le Clean Energy Package n'accepte plus que des garanties d'origine de pays tiers ayant conclu un accord. Jusqu'à présent, les États membres pouvaient décider de manière autonome s'ils acceptaient des garanties d'origine émises par des États tiers.
- **Sécurité de l'approvisionnement en électricité:** le *règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité*<sup>65</sup> vise à préparer les États membres aux situations de crise dans le domaine de l'électricité, qui surviennent par exemple en raison de situations météorologiques extrêmes, de cyberattaques ou de pénuries de combustible. Renforçant la coopération entre les États, il comprend en particulier des scénarios de crise régionaux et nationaux en matière d'électricité, des perspectives saisonnières et à plus court terme sur la sécurité d'approvisionnement, des plans nationaux de prévention des risques (y c. des mesures transfrontalières), la conclusion d'accords interétatiques pour soutenir les pays en crise ainsi que des procédures européennes de base concernant les alertes précoces et les situations de crise. La conception et la mise en œuvre du nouveau règlement est aussi d'importance pour la Suisse, compte tenu de l'étroite interconnexion entre notre pays et l'UE dans le domaine de l'électricité. Actuellement, la Suisse ne peut participer aux discussions sur la sécurité régionale de l'approvisionnement que parallèlement aux développements de l'UE, dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie.
- **Gouvernance de l'Union de l'énergie:** le but du *règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie*<sup>66</sup> est de créer un mécanisme de planification, d'établissement de rapports et de surveillance des objectifs de l'Union de l'énergie. Ledit règlement couvre en particulier le regroupement, dans des

---

<sup>61</sup> Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (refonte)

<sup>62</sup> Directive (UE) 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 modifiant la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique

<sup>63</sup> L'objectif pour 2030 consiste à réduire la consommation énergétique finale dans l'UE des 28 à 956 millions de tonnes et/ou la consommation énergétique primaire à 1273 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut.

<sup>64</sup> Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (refonte)

<sup>65</sup> Règlement (UE) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE

<sup>66</sup> Règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'union de l'énergie et de l'action pour le climat

plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat pour la période 2021-2030, d'une large part des obligations actuelles des États membres quant aux rapports, à la planification et au suivi (*cf. plus haut*). Grâce à un mécanisme de surveillance, la gouvernance doit garantir la réalisation des objectifs climatiques et énergétiques à l'horizon 2030 décidés au niveau de l'UE. Elle fournit à la Commission certaines compétences l'habilitant à surveiller la réalisation des objectifs et à prendre des mesures.

## Mise en œuvre des «Network Codes» dans le domaine de l'électricité

En 2015, plusieurs «Network Codes» ou Guidelines dans le domaine de l'électricité sont entrés en vigueur sous la forme de règlements d'application de la Commission européenne. Ils peuvent être classés en trois catégories: exploitation du réseau, raccordement au réseau et marché. Il s'agit de dispositions très techniques qui jouent toutefois un rôle majeur dans le développement du marché intérieur de l'électricité. Les réglementations concernant l'attribution des capacités et la gestion des problèmes de congestion<sup>67</sup>, celles concernant l'attribution des capacités à long terme<sup>68</sup> et celles concernant l'équilibrage du réseau dans le système d'approvisionnement en électricité<sup>69</sup> sont particulièrement importantes pour l'échange d'électricité aux frontières suisses. Ces réglementations excluent explicitement la Suisse des nouvelles plates-formes de négoce, tant qu'un accord sur l'électricité avec l'UE n'est pas signé.

Les dispositions relatives à l'octroi de capacités et à la gestion des problèmes de congestion mettent en place le couplage des marchés sur le marché européen de l'électricité: grâce à des enchères implicites, ce couplage réunit dans le négoce à court terme (*day ahead et intraday*), au sein d'un marché intégré de l'électricité, des activités commerciales auparavant séparées qui concernent l'attribution de capacités de transport et l'échange d'électricité. Or la Suisse ne peut pas participer à ce couplage des marchés sans accord sur l'électricité. Cette exclusion a des conséquences en Suisse non seulement sur le commerce, mais aussi sur l'exploitation du réseau de transport: une augmentation des flux de bouclage imprévus à travers la Suisse, liée au négoce supplémentaire entre l'Allemagne et la France, a été enregistrée depuis l'introduction du couplage des marchés fondé sur les flux pour le marché *day ahead* en Europe centrale et de l'Ouest. Cette situation ne découle pas directement de l'exclusion de la Suisse de ce couplage, mais plutôt de la prise en compte insuffisante du réseau de transport helvétique dans les calculs de capacités sous-jacents. Dans la mesure où cela pourrait potentiellement compromettre la sécurité du système, l'UE offre désormais son aide pour une intégration technique du réseau suisse dans les calculs de capacités. Swissgrid et l'EICOM sont en train d'élaborer des solutions correspondantes. Il faut noter que la régulation concernant l'équilibrage du réseau de Suisse (*Balancing Code*) prévoit une participation aux plates-formes planifiées pour l'échange d'énergie de réglage, dans le cas où l'exclusion de la Suisse pourrait conduire à des flux physiques d'électricité non planifiés, qui compromettent la sécurité du système dans la région.

## Marché intérieur du gaz et sécurité de l'approvisionnement en gaz

**Marché du gaz:** la Suisse est un pays de transit pour le gaz qui est généralement transporté depuis la France et l'Allemagne vers l'Italie. Depuis août 2017, le gaz provenant d'Italie peut également être envoyé vers le nord. Cette possibilité d'exportation depuis l'Italie est intéressante sur le plan économique lorsque les prix sur le marché de gros italien sont inférieurs à ceux qui prévalent sur les marchés correspondants en France ou en Allemagne. C'était notamment le cas en janvier 2021 et à plusieurs reprises par la suite, de sorte que du gaz italien a depuis également transité par la Suisse vers la France.

---

<sup>67</sup> Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

<sup>68</sup> Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

<sup>69</sup> Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

En décembre 2021, la Commission européenne a annoncé un train de mesures pour décarboner les marchés du gaz et promouvoir l'hydrogène. Cela contribuera à réaliser les objectifs du pacte vert pour l'Europe, de la neutralité climatique à long terme, de la stratégie de l'UE en matière d'hydrogène et de la stratégie d'intégration du système énergétique.

**Règlement concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel:** eu égard à sa dépendance envers ses fournisseurs de pays tiers, l'UE entend être parée sur ses marchés pour faire face à d'éventuelles perturbations de l'approvisionnement en gaz. L'un des éléments essentiels du règlement<sup>70</sup> révisé en 2017 est le principe de solidarité, en vertu duquel les États membres voisins se soutiennent mutuellement en cas de crise grave afin d'assurer l'approvisionnement énergétique des ménages et des principaux services sociaux. De plus, ce règlement prévoit une coopération régionale plus étroite et une transparence accrue grâce à l'obligation faite aux entreprises gazières d'annoncer leurs contrats à long terme qui revêtent une importance pour la sécurité de l'approvisionnement. Il reste encore à déterminer si et comment la Suisse, qui est un pays de transit du gaz, pourrait s'intégrer dans le mécanisme de crise de l'UE et la coopération régionale. Jusqu'en 2020, la Suisse a participé ponctuellement et sur invitation de la Commission européenne, en tant qu'observatrice, aux séances du Groupe de coordination pour le gaz institué par l'UE après la crise du gaz de 2009 entre la Russie et l'Ukraine (cf. *chapitre Sécurité de l'approvisionnement en gaz*). Son statut dans ce groupe est en cours d'examen auprès de la Commission.

## Politique climatique internationale

Pour poursuivre la mise en œuvre de l'**Accord de Paris**, les pays signataires se sont réunis en novembre 2021 à l'occasion de la 26<sup>e</sup> conférence des Nations Unies sur les changements climatiques à Glasgow (COP26). Lors de la conférence, les pays ont été appelés à renforcer d'ici fin 2022 leurs objectifs climatiques pour la période postérieure à 2030. Dans le texte adopté, les pays ont pour la première fois affirmé vouloir sortir du charbon, dont les émissions ne peuvent être captées techniquement, et supprimer les subventions inefficaces dans le domaine des énergies fossiles comme le pétrole et le gaz. La Suisse approuve cette voie, comme écrit par le DETEC dans un communiqué de presse le 14 novembre 2021. Durant la conférence, elle s'était toutefois engagée en faveur de la suppression de toute forme de subvention de ces agents énergétiques et de l'abandon complet de l'utilisation du charbon. Une solution a été trouvée s'agissant des réductions d'émissions réalisées à l'étranger. En effet, lors de la COP26, les pays sont parvenus à adopter une réglementation permettant d'éviter toute double comptabilisation par les États. Les réductions d'émissions ne peuvent pas non plus être comptabilisées à la fois par les pays et dans le cadre du système de compensation du secteur de l'aviation (CORSIA). L'économie privée peut elle aussi participer à ce marché en réalisant des projets de protection du climat sur une base volontaire sans que les réductions d'émissions ne soient prises en compte deux fois. Toutefois, ces réductions obtenues ne peuvent pas être prises en considération pour l'atteinte des objectifs climatiques des États. Pour la Suisse, qui, lors de la conférence, s'est engagée pour que les doubles comptages soient évités et qui, dans ses accords bilatéraux, a pu démontrer qu'une telle réglementation était possible, ce résultat est un succès. La Suisse continuera, à l'avenir, de s'engager en faveur d'une réglementation sur le climat solide, comme elle le fait depuis 2020 dans le cadre de plusieurs accords de protection du climat conclus avec des pays partenaires. Lors de la COP26, elle a signé deux accords correspondants avec le Vanuatu et la Dominique. Des accords supplémentaires de ce type existent déjà avec le Pérou, le Ghana, le Sénégal et la Géorgie. L'Accord de Paris, adopté en décembre 2015 par les différentes nations après des années de négociations, est en vigueur depuis le 4 novembre 2016. Il renoue avec la deuxième période d'engagement du Protocole de Kyoto et oblige tous les États à prendre des mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Ceci dans le but commun de contenir à nettement moins de 2 degrés Celsius la hausse globale de la température par rapport au niveau préindustriel, des efforts devant être entrepris afin de limiter l'augmentation à

---

<sup>70</sup> Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010

1,5 degré Celsius. Les autres objectifs de cet accord consistent à améliorer les capacités d'adaptation face aux conséquences inévitables du changement climatique et d'adapter les flux financiers en visant un développement à faible émission de gaz à effet de serre et résilient aux changements climatiques. La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (UNFCCC) regroupe actuellement 197 parties et a été ratifiée par 191 États ainsi que par l'UE. Après son entrée en fonction en janvier 2021, le président américain Joe Biden a initié le retour des États-Unis dans l'Accord de Paris. Ce faisant, il est revenu sur la décision de son prédécesseur qui avait fait savoir en 2017 que les États-Unis voulaient se retirer de l'Accord de Paris.

La Suisse a signé l'Accord de Paris en 2015 et l'a ratifié à l'automne 2017. Elle a annoncé un engagement de réduction des gaz à effet de serre de 50% à l'horizon 2030 par rapport à 1990. En vue de mettre en œuvre l'accord sur le plan national d'ici 2030, le Conseil fédéral et le Parlement avaient décidé de réviser la loi sur le CO<sub>2</sub>. Ce projet de révision a cependant été rejeté par le peuple suisse lors de la votation de juin 2021. L'objectif soumis au niveau international reste valable même après le rejet de la révision de la loi sur le CO<sub>2</sub>. Le Conseil fédéral entend mettre un nouveau projet de loi en consultation d'ici fin 2021, celui-ci devant tenir compte du résultat de la votation et créer une base aussi large que possible pour la future politique climatique de la Suisse. Depuis la ratification de l'Accord de Paris, la Suisse est en outre juridiquement tenue de prendre des mesures d'atténuation et d'adaptation aux changements climatiques. Elle doit en outre continuer de rendre compte avec le «Biennial Report» tous les deux ans au Secrétariat de la Convention-cadre sur le climat des Nations Unies de l'évolution de ses émissions de gaz à effet de serre, des mesures de réduction des émissions et d'adaptation prévues et de sa contribution au financement international pour le climat.

Début août 2021, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié son 6<sup>e</sup> rapport sur les bases scientifiques des changements climatiques. Le rapport confirme les conclusions des rapports précédents du GIEC, à savoir la contribution des gaz à effet de serre d'origine anthropique au réchauffement planétaire ainsi que le lien entre changement climatique et hausse de la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes, tels que les canicules, les fortes précipitations et les périodes de sécheresse. En 2018, le GIEC avait exposé dans un rapport spécial les conséquences d'un réchauffement mondial de 1,5 degré et les avait comparées avec l'impact d'un réchauffement de 2 degrés. Il ressort clairement de ce rapport qu'une augmentation de la température moyenne d'au moins 1,5 degré à l'échelle mondiale aurait déjà de graves incidences sur les écosystèmes et que celles-ci s'accroîtraient encore sensiblement si ce réchauffement atteignait les 2 degrés. Le bilan des émissions de CO<sub>2</sub> doit déjà atteindre le niveau de zéro émission nette dès le milieu du siècle pour limiter ce réchauffement climatique à 1,5 degré. En se basant sur ces travaux, le Conseil fédéral a décidé en 2019 que d'ici à 2050, la Suisse ne devra plus rejeter dans l'atmosphère davantage de gaz à effet de serre que ce que les réservoirs naturels et artificiels sont capables d'absorber (zéro émission nette jusqu'en 2050). Cet objectif climatique garantit la contribution de la Suisse à la limitation du réchauffement climatique à 1,5 degré au plus à l'échelle mondiale. En janvier 2021, le Conseil fédéral a adopté la Stratégie climatique à long terme de la Suisse. En août 2021, il a également proposé dans le message relatif au contre-projet direct à l'initiative pour les glaciers d'inscrire de manière contraignante dans la Constitution le niveau de zéro émission nette de gaz à effet de serre, qui n'était jusqu'à présent qu'un objectif indicatif (sources: Conseil fédéral, 2021a+c+f+g+2020b+2019a / DETEC, 2021 / IPCC, 2018+2021).

## Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie

La Suisse négociait depuis 2017 avec l'UE un **accord bilatéral sur l'électricité**. Les négociations étaient au point mort depuis le milieu de l'année 2018, car l'UE conditionnait leur poursuite aux progrès des discussions avec la Suisse sur un accord institutionnel. En mai 2021, le Conseil fédéral a décidé de mettre fin aux négociations sur le projet d'accord institutionnel. Cela signifie qu'un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE n'est pas envisageable jusqu'à nouvel ordre.

Sur le plan de la **coopération régionale**, la Suisse participe depuis février 2011, en qualité d'observatrice active et permanente, au Forum pentalatéral de l'énergie. Les ministres de l'énergie allemand, français, belge, hollandais, luxembourgeois, autrichien et suisse collaborent sur une base volontaire dans le cadre de ce forum, dont les travaux portent sur le couplage des marchés de l'électricité, la sécurité de l'approvisionnement en électricité, la flexibilité du marché de l'électricité et l'hydrogène. À l'automne 2021, les États du Forum pentalatéral de l'énergie ont publié une vision commune sur le développement d'un cadre de réglementation flexible pour l'hydrogène. Début décembre, la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga a participé virtuellement à la réunion ministérielle du Forum pentalatéral de l'énergie. À cette occasion, les pays Penta ont signé une déclaration d'intention sur la prévention des crises affectant le secteur de l'électricité («Memorandum of Understanding on risk preparedness in the electricity sector»); celle-ci ouvre la voie à la poursuite de la coopération entre les pays Penta en matière de prévention des crises affectant le secteur de l'électricité et au développement de mesures solitaires pouvant être mises en œuvre au niveau régional en cas de crise, sur la base d'un règlement européen correspondant adopté en 2019. La forme que prendra la coopération entre les pays Penta, notamment avec la Suisse, doit encore être négociée.

Les nombreuses interdépendances entre la Suisse et ses pays voisins dans le domaine de l'énergie appellent un approfondissement des **relations bilatérales** dans le domaine énergétique et climatique. En vue de la 26e conférence des Nations Unies sur les changements climatiques de Glasgow, la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga a participé en 2021 à diverses réunions et s'est entretenue avec d'importants partenaires de négociation. En avril, elle a également participé à la table ronde présidée par l'envoyé spécial des États-Unis pour le climat, John Kerry. En juin, une visite de travail virtuelle a conduit la cheffe du DETEC en Californie. Cette rencontre était placée sous le signe du climat, de l'énergie et des transports. En septembre, elle a signé au Sénégal l'accord sur le climat entre la Suisse et le Sénégal que le Conseil fédéral a approuvé. Lors d'une visite au Ghana, la conseillère fédérale a accéléré, avec les ministres responsables, la mise en œuvre de l'accord signé avec ce pays quelques mois auparavant. En octobre, la Suisse et la Géorgie ont signé un accord sur le climat à Berne.

La Suisse s'est engagée pour la **coopération multilatérale** dans le cadre des institutions multilatérales de l'énergie, notamment l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Depuis mars 2021, la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga siège au sein de la «Global Commission on People-Centred Clean Energy Transitions» de l'AIE. Cette commission entend contribuer à un système énergétique mondial qui place l'être humain au cœur d'une transition vers une énergie propre. En janvier 2020, comme déjà en 2019, la Suisse a organisé en marge de la réunion annuelle de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) un atelier sur la force hydraulique. De plus, la Suisse siégeait en 2019 et 2020 à l'IRENA, ce qui est également prévu pour 2021 et 2022. La Suisse dirige également, avec le Costa Rica, un groupe de pays au sein d'IRENA pour accroître le développement de la force hydraulique au niveau mondial. Elle a par ailleurs contribué activement à l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) de l'ONU. La Suisse s'intéresse tout particulièrement à la sécurité et à la sûreté nucléaires dans le monde, à l'application des garanties, à la coopération technique ainsi qu'au soutien apporté aux États membres grâce à des méthodes scientifiques nucléaires, par exemple dans les domaines de la médecine, de l'eau et de l'agriculture.

(Sources: Conseil fédéral, 2021c / DETEC, 2021).

# Liste bibliographique et des sources

- Avenergy Suisse (2021): Rapports annuels 2013-2010.
- AFD/DGD (2021): Administration fédérale des douanes/Direction générale des douanes, Charge fiscale sur les carburants et combustibles 2020.
- AFF (2021): Administration fédérale des finances, Évolution des taux applicables à la TVA 2020.
- ASIG (2021): Association suisse de l'industrie gazière, Statistique annuelle 2020.
- Balthasar, A., Schalcher, H.R. (2020): Recherche pour l'avenir énergétique de la Suisse. Résumé du Programme national de recherche «Énergie».
- COM(2016) 860 final: Communication de la Commission européenne, Une énergie propre pour tous les Européens.
- COM(2019) 640 final: Communication de la Commission européenne, Le pacte vert pour l'Europe.
- COM(2021) 550 final: Communication de la Commission sur le Paquet «Ajustement à l'objectif 55»: atteindre l'objectif climatique de l'UE à l'horizon 2030 sur la voie de la neutralité climatique.
- COM(2021) 660 final: Communication de la Commission, Lutte contre la hausse des prix de l'énergie: une panoplie d'instruments d'action et de soutien.
- COM(2021) 950 final: Rapport sur l'état de l'union de l'énergie 2021.
- COMCO (2020): Commission de la concurrence, communiqué du 4 juin 2020, La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale.
- Conseil européen (2019): Conclusions de la réunion du 12 décembre.
- Conseil européen (2020): Conclusions de la réunion du 17-21 juillet.
- Conseil européen (2021): Conclusions de la réunion du 21-22 octobre.
- Conseil fédéral (2012): Message relatif au plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». Mesures pour les années 2013 à 2016, FF 2012 8331.
- Conseil fédéral (2013): Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie) et à l'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)», FF 2013 6771.
- Conseil fédéral (2016): Message relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité), FF 2016 3679.
- Conseil fédéral (2019a): Communiqué de presse du 3 juillet 2019 sur le train de mesures destiné à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'administration fédérale.
- Conseil fédéral (2019b): Communiqué de presse du 28 août 2019 sur l'objectif climatique 2050 de la Suisse (zéro émission nette).
- Conseil fédéral (2019c): Consultation relative à la loi sur l'approvisionnement en gaz.
- Conseil fédéral (2020a): Communiqué de presse du 28 octobre 2020 sur la conclusion des programmes nationaux de recherche sur l'alimentation et l'énergie.
- Conseil fédéral (2020b): Communiqué de presse sur l'accord entre la Suisse et le Pérou resp. entre la Suisse et le Ghana dans le domaine de la protection du climat.
- Conseil fédéral (2020c): Message relatif à un projet d'arrêté fédéral sur un crédit d'engagement destiné au programme d'encouragement de la recherche SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition) pour les années 2021 à 2032, FF 2020 1885.
- Conseil fédéral (2021a): Stratégie climatique à long terme de la Suisse.
- Conseil fédéral (2021b): Message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2021 1666.
- Conseil fédéral (2021c): Message relatif à l'initiative populaire « Pour un climat sain (initiative pour les glaciers) » et au contre-projet direct (arrêté fédéral relatif à la politique climatique) FF 2021 1972.
- Conseil fédéral (2021d): Communiqué de presse du 11 août 2021 sur le mandat de la délégation suisse pour la 26e Conférence des Nations unies sur les changements climatiques.
- Conseil fédéral (2021e): Communiqué de presse du 26 mai 2021 sur l'arrêt des négociations relatives à l'accord institutionnel entre la Suisse et l'UE.
- Conseil fédéral (2021f): Communiqué de presse du 17 septembre 2021 sur la suite à donner à la politique climatique.

Conseil fédéral (2021g): Communiqué de presse sur l'accord entre la Suisse et le Sénégal, la Géorgie et la Dominique dans le domaine de la protection du climat.

Conseil fédéral (2021h): Communiqué de presse du 13 octobre 2021 sur la planification préventive du Conseil fédéral en matière de sécurité de l'approvisionnement en électricité.

Conseil fédéral (2021i): Consultation concernant le projet du scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique.

DETEC (2021): Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.

Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).

Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe, Aktualisierung bis 2015 (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).

Eicher + Pauli (2021): Statistique suisse des énergies renouvelables 2020 (sur mandat de l'OFEN).

EICom (2018): Commission fédérale de l'électricité, EICom System Adequacy 2025.

EICom (2020a): Commission fédérale de l'électricité, La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2020 (avec des mises à jour sélectives en 2021).

EICom (2020b): Commission fédérale de l'électricité, EICom System Adequacy 2030.

EICom (2021a): Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2020.

EICom (2021b): Commission fédérale de l'électricité, Données brutes des tarifs des gestionnaires suisses de réseau de distribution.

EICom (2021c): Commission fédérale de l'électricité, Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2020.

EICom (2021d): Commission fédérale de l'électricité, Rapports sur le marché à terme et le marché spot.

EICom (2020e): Commission fédérale de l'électricité, Rapport à l'attention du DETEC / du Conseil fédéral sur des mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau.

Eurostat (2020): Medienmitteilung und Indikatorenbericht zur «Strategie Europa 2020».

Frontier Economics (2021): Analyse der Stromzusammenarbeit Schweiz-EU (en allemand, résumé en français).

GRD (2021): Collecte de données sur la consommation propre et les composants de réseau intelligents auprès des gestionnaires de réseaux de distribution (sur mandat de l'OFEN).

Innosuisse (2021a): Site internet et informations sur l'Initiative Flagship.

Innosuisse (2021b): Rapport d'activité 2020.

IPCC (2018): Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C (résumé en français, intitulé «Réchauffement planétaire de 1,5 °C»).

IPCC (2021): Intergovernmental Panel on Climate Change, 6e Rapport sur les bases scientifiques des changements climatiques.

KliK (2021): Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO<sub>2</sub> KliK, rapport annuel 2020.

Noailly J., Wurlod J.-D. (2016): The Impact of Green Innovation on Energy Intensity: An Empirical Analysis for 14 Industrial Sectors in OECD Countries, Final report.

OCDE/AIE (2020): Agence internationale de l'énergie, Coal 2020: Analysis and Forecast to 2025.

OCDE/AIE (2021a): Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2020.

OCDE/AIE (2021b): Agence internationale de l'énergie, Oil 2021: Analysis and Forecasts to 2026.

OCDE/AIE (2021c): Agence internationale de l'énergie, Gas Market Report Q3-2021; including Gas 2021 – Analysis and forecast to 2024.

OCDE/AIE (2021d): Agence internationale de l'énergie, Coal information: Overview.

OCDE/AIE (2021e): Agence internationale de l'énergie, Electricity Market Report July 2021.

OFAC (2021): Office fédéral pour l'aviation civile, extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2010 dans le cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.

OFAE (2019): Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays, Rapport sur le stockage stratégique.

OFEN (2014): Évaluation des risques liés à l’approvisionnement en gaz naturel de la Suisse. Rapport conforme au règlement (UE) n° 994/2010.

OFEN (2016): Office fédéral de l’énergie, Plans d’action préventif et d’urgence pour le gaz de la Suisse.

OFEN (2019): Office fédéral de l’énergie, Potentiel hydroélectrique de la Suisse. Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050.

OFEN (2021a): Office fédéral de l’énergie, Statistique globale suisse de l’énergie 2020.

OFEN (2021b): Office fédéral de l’énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) 2020.

OFEN (2021c): Office fédéral de l’énergie, Statistique suisse de l’électricité 2020.

OFEN (2021d): Office fédéral de l’énergie, Statistique de la recherche énergétique 2019.

OFEN (2021e): Office fédéral de l’énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2020.

OFEN (2021f): Office fédéral de l’énergie, Remboursement du supplément réseau: récapitulatif des indicateurs 2018 et 2019.

OFEN/Swissgrid (2021): Informations sur l’état d’avancement des projets de réseau.

OFEV (2020): Office fédéral de l’environnement, Switzerland’s seventh national communication and fourth biennial report under the UNFCCC.

OFEV (2021): Office fédéral de l’environnement, Inventaire des gaz à effet de serre 2019.

OFS (2021a): Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2020.

OFS (2021b): Office fédéral de la statistique, Comptes nationaux de la Suisse 2020.

OFS (2021c): Office fédéral de la statistique, Indice suisse des prix à la consommation, prix moyens de l’énergie et des carburants 2020.

OFS/OFEV/ARE (2021): Système d’indicateurs MONET (monitoring du développement durable).

Parlement Européen (2020): Communiqué de presse du 8 octobre sur la loi sur le climat.

PENTA (2020): Pentalateral Energy Forum, Generation Adequacy Assessment.

Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (sur mandat de l’OFEN, en allemand seulement).

Prognos (2015): Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung (sur mandat de l’OFEN, en allemand seulement).

Prognos/TEP/Infras/Ecoplan (2020): Perspectives énergétiques 2050+, sur mandat de l’OFEN.

Prognos/TEP/Infras (2021a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2020 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l’OFEN, en allemand avec un résumé en français).

Prognos/TEP/Infras (2021b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2020 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l’OFEN, en allemand avec un résumé en français).

SEFRI (2021): Secrétariat d’État à la formation, à la recherche et à l’innovation, Communiqué de presse du 14 juillet 2021.

Swissgas et ASIG (2021): Données transmises pour le calcul des normes relatives aux infrastructures / critère N-1.

Swissgrid (2015): Réseau stratégique 2025.

Swissolar (2021): Le recensement du marché de l’énergie solaire en 2020 (sur mandat de l’OFEN).

UE (2021): Commission européenne, Direction générale de l’énergie, Observatoire du marché de l’énergie.

Université de Bâle/EPFZ (2017): Unité de recherche «Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung» de l’Université de Bâle, Unité de recherche «Energienetze» de l’EPFZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom (sur mandat de l’OFEN, en allemand seulement).

Université de Bâle/EPFZ (2019): Unité de recherche «Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung» de l’Université de Bâle, Unité de recherche «Energienetze» de l’EPFZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom (sur mandat de l’OFEN, en allemand seulement, pas encore publié).

Voigt S. et al. (2014): Energy Intensity Developments in 40 Major Economies: Structural Change or Technology Improvement?

# Table des illustrations

<b>Figure 1</b>	Objectifs selon la Stratégie énergétique 2050 .....	10
<b>Figure 2</b>	Champs thématiques et indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée) .....	13
<b>Figure 3</b>	Évolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis 2000 (valeurs indexées).....	15
<b>Figure 4</b>	Évolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées) .....	16
<b>Figure 5</b>	Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh).....	18
<b>Figure 6</b>	Évolution de la production moyenne probable d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport .....	20
<b>Figure 7</b>	Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées) .....	21
<b>Figure 8</b>	Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs) .....	22
<b>Figure 9</b>	Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %) .....	24
<b>Figure 10</b>	Évolution de la consommation d'énergie finale en Suisse en fonction de l'application .....	25
<b>Figure 11</b>	Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel (en MJ/CHF).....	26
<b>Figure 12</b>	Installations PV pour la consommation propre (source: enquête auprès des GRD) .....	28
<b>Figure 13:</b>	Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2021).....	34
<b>Figure 14:</b>	Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2021, en années) .....	35
<b>Figure 15:</b>	Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km).....	41
<b>Figure 16</b>	Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport .....	42
<b>Figure 17</b>	Investissements (en gras) et amortissements (en traitillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF) .....	43
<b>Figure 18</b>	Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels .....	44
<b>Figure 19</b>	Développement des transformateurs réglables avec régulation de la tension en charge ...	45
<b>Figure 20</b>	Systèmes de commande et de réglage sur les niveaux de réseau les plus bas en 2019 (source: enquête auprès des GRD).....	46
<b>Figure 21</b>	Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale .....	48
<b>Figure 22</b>	Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques .....	49
<b>Figure 23</b>	Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%).....	50
<b>Figure 24</b>	Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2020.....	55
<b>Figure 25</b>	Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW) .....	56
<b>Figure 26</b>	Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport.	57
<b>Figure 27</b>	Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI).....	58
<b>Figure 28</b>	Ventes de gaz pour les installations mono- et bicom bustibles (parts en%).....	60

<b>Figure 29</b>	Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (Sources: Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN).....	61
<b>Figure 30</b>	Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %)	62
<b>Figure 31</b>	Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %) .....	63
<b>Figure 32</b>	Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières ....	64
<b>Figure 33</b>	Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés); répartition par agents énergétiques	67
<b>Figure 34</b>	Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché) .....	70
<b>Figure 35</b>	Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché).....	71
<b>Figure 36</b>	Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh) .....	73
<b>Figure 37</b>	Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh) .....	74
<b>Figure 38</b>	Mazout extra-léger: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres).....	76
<b>Figure 39</b>	Essence et diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l) .....	77
<b>Figure 40</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO <sub>2</sub> par habitant) .....	79
<b>Figure 41</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie: volumes totaux et par secteur (en millions de tonnes de CO <sub>2</sub> , sans le trafic aérien international) .....	80
<b>Figure 42</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées).....	82
<b>Figure 43</b>	Émissions de CO <sub>2</sub> liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées).....	83
<b>Figure 44</b>	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel) .....	85