



Rapport de novembre 2020

Stratégie énergétique 2050

Rapport de monitoring 2020¹ (version détaillée)

¹ La plupart des données sont relevées jusqu'en 2019.

Date: Novembre 2020

Lieu: Berne

Éditeur: Office fédéral de l'énergie (OFEN)

Internet: www.monitoringenergie.ch

Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; adresse postale: CH-3003 Berne

Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Table des matières

L'essentiel en bref	5
Introduction	8
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
Champ thématique Consommation et production énergétiques	15
Contrôle des valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie.....	15
Consommation énergétique finale par personne et par an.....	16
Consommation électrique par personne et par an.....	17
Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique).....	18
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
Champ thématique Développement du réseau	29
État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport.....	29
Enfouissement de lignes.....	38
Investissements dans le réseau et amortissements.....	39
Investissements dans le réseau de transport et amortissements.....	39
Investissements dans le réseau de distribution et amortissements.....	40
Développement de réseaux intelligents.....	41
Compteurs intelligents (smart meters).....	41
Outils de régulation de la tension (transformation).....	42
Systèmes de commande et de réglage (flexibilité).....	44
Champ thématique Sécurité de l'approvisionnement	45
Vue d'ensemble.....	45
Diversification de l'approvisionnement énergétique.....	45
Dépendance vis-à-vis de l'étranger.....	47
Sécurité de l'approvisionnement en électricité.....	49
Adéquation du système.....	49
Production électrique, importations et consommation au cours de l'année.....	51
Capacités d'importation.....	52
Charge N-1 sur le réseau de transport.....	52
Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau.....	53
Sécurité de l'approvisionnement en gaz.....	55
Installations bicom bustibles.....	55
Normes relatives aux infrastructures.....	56

Sécurité de l'approvisionnement en pétrole	58
Diversification des moyens de transport	58
Portefeuille d'importation de pétrole brut	60
Importations de pétrole brut et de produits pétroliers	61
Champ thématique Dépenses et prix	63
Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie	63
Prix de l'énergie	65
Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale	65
Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises	70
Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages	72
Champ thématique Émissions de CO₂	76
Émissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant	76
Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs	77
Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: industrie et services	79
Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: voitures de tourisme	80
Autres effets sur l'environnement	81
Champ thématique Recherche et technologie	82
Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique	82
Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique	84
Digression: Potentiels, coûts et impact environnemental des techn. de production de l'électricité	86
Champ thématique Environnement international	88
Évolution des marchés globaux de l'énergie	88
Évolutions dans l'UE	91
Politique énergétique et climatique à long terme	91
«Pacte vert pour l'Europe»	91
Loi européenne sur le climat	92
Intégration du système énergétique et de l'hydrogène	92
Objectifs énergétiques et climatiques jusqu'en 2030	93
«Clean Energy Package»	94
Évolution par rapport aux objectifs pour 2020	96
Mise en œuvre des «Network Codes» dans le domaine de l'électricité	96
Marché intérieur du gaz et sécurité de l'approvisionnement en gaz	98
Infrastructure énergétique	98
Autres sujets	99
Politique climatique internationale	100
Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie	101
Liste bibliographique et des sources	103
Table des illustrations	107

L'essentiel en bref

La Suisse a lancé la transformation progressive de son système énergétique en adoptant la Stratégie énergétique 2050, dont 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 2020** expose la situation à la fin de l'année 2019. En voici les principaux résultats²:

- **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 2019, la production électrique issue des énergies renouvelables était de 4186 gigawattheures (GWh), soit 6,2% de la production nette totale d'électricité. La loi sur l'énergie (LEne) fixe une valeur indicative de 4400 GWh en 2020, c'est-à-dire un accroissement visé de 3000 GWh entre 2010, l'année de référence, et 2020. En 2019, 92,9% de cette hausse avaient été réalisés, l'accroissement net étant de 309 GWh par rapport à l'année précédente. La moyenne annuelle s'inscrit également à 309 GWh depuis 2011. Un accroissement net de 214 GWh sera nécessaire durant l'année à venir pour atteindre la valeur indicative en 2020. Celle-ci est fixée à 11 400 GWh à l'horizon 2035. Sa réalisation requerra un accroissement net moyen plus élevé, qui équivaut à 451 GWh par an (*p. 18*).
- **Production hydroélectrique:** elle a continuellement progressé depuis l'an 2000. En 2019, la production moyenne nette attendue était de 36 137 GWh. La valeur indicative est fixée à 37 400 GWh pour 2035, l'année de référence étant ici 2011. Un accroissement net d'environ 2000 GWh est visé jusqu'en 2035 (aucune valeur indicative 2020 dans la loi), dont 38,3% étaient déjà réalisés en 2019. Cette même année, l'accroissement net par rapport à 2017 s'inscrivait à 151 GWh. Il est en moyenne de 90 GWh par an depuis 2012. Durant les années à venir, il devra se situer à 79 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative définie pour 2035 (*p. 20*).
- **Consommation énergétique finale par personne:** en baisse depuis l'an 2000, elle était en 2019 inférieure de 19,1% à l'année de référence 2000 (-18,1% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). C'est donc mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (-16%). 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. 16*).
- **Consommation électrique par personne:** elle a augmenté jusqu'en 2006, mais cette tendance s'est inversée depuis. En 2019, elle était inférieure de 8,3% à la valeur de l'an 2000 (-8,0% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). Dans ce cas également, la valeur indicative prévue pour 2020 (-3%) est déjà atteinte. À l'avenir, la consommation électrique par personne, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 0,4% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative fixée pour 2035 (-13%) (*p. 17*).
- **Énergies renouvelables dans l'ensemble:** la part des énergies renouvelables (électricité et chaleur) dans la consommation énergétique finale globale tend à augmenter depuis l'an 2000, cette hausse s'étant accélérée depuis le milieu des années 2000. En 2019, cette part s'inscrivait à 24,1% (2018: 23,6%; 2000: 17,0%) (*p. 24*).
- **Intensité énergétique (rapport entre la consommation énergétique et le produit intérieur brut réel):** l'*intensité énergétique* a progressé jusqu'à la fin des années 1970, mais tend à diminuer depuis, ce recul s'étant accéléré ces dernières années. L'*intensité électrique* fléchit depuis le début des

² 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 sont réexaminées dans le cadre de la révision actuelle de cette loi, sur la base des perspectives énergétiques mises à jour.

années 1990. Cette évolution peut refléter des procédés de production plus efficaces et, de manière générale, un découplage accru entre la consommation énergétique et le développement économique – et/ou une délocalisation des processus de production énergivores à l'étranger (p. 26).

- **Diversification et dépendance vis-à-vis de l'étranger:** en 2019, les produits pétroliers représentaient encore à peine la moitié de la consommation finale d'énergie, l'électricité un quart environ, et le gaz naturel quelque 14%. Dans l'ensemble, l'approvisionnement en énergie est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité d'approvisionnement de la Suisse. 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 à un niveau élevé de 74,6% (2018: 75,0%) (pp. 46 et 48).
- **Sécurité de l'approvisionnement en électricité:** pour évaluer le futur approvisionnement en électricité, le monitoring s'appuie en premier lieu sur des études relatives à la sécurité d'approvisionnement systémique (adéquation du système). Mise à jour en 2019 sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), une étude de l'École polytechnique fédérale et de l'Université de Bâle présente un horizon temporel allant jusqu'en 2040. Les évolutions politiques attendues dans les scénarios de référence ne montrent aucun délestage³ en Suisse, quelle que soit la structure de l'offre nationale. Des problèmes locaux 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 de capacités locales reposant sur les énergies renouvelables suisses peut contribuer à garantir l'approvisionnement du pays. 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. Par ailleurs, lors de la révision de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité, le Conseil fédéral a proposé d'adapter les instruments d'encouragement pour l'électricité issue de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables et de contribuer ainsi aux investissements requis. En outre, une réserve de stockage verra le jour en tant qu'assurance en matière d'énergie pour garantir l'approvisionnement de la Suisse également dans des situations extrêmes imprévues. La Commission fédérale de l'électricité (EiCom) a publié quant à elle en 2020 une étude sur l'adéquation du système à l'horizon 2030. D'après l'EiCom, les résultats chiffrés permettent de conclure que l'adéquation du système dans les scénarios probables peut être assurée par le marché. 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 (p. 49).
- **Développement du réseau:** plusieurs projets de réseau de transport lancés avant 2013 sont actuellement 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 visent une vaste optimisation et simplification des procédures d'autorisation. Certaines étapes importantes des processus et des procédures ont pu être initiées ou décidées pendant la période sous revue (p. 33).
- **Dépenses et prix en matière d'énergie:** les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie ont augmenté en Suisse, passant d'environ 23,8 milliards de francs en 2001 à environ 28,2 milliards en 2019, ce qui représente une hausse moyenne de 0,9% par an. Environ la moitié de ces dépenses concernent les produits pétroliers (14,7 milliards de francs), un bon tiers revient à l'électricité

³ 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.

(9,8 milliards de francs), 10% sont pour le gaz (à peine 2,9 milliards de francs), tandis que le reste regroupe les dépenses pour les combustibles solides et la chaleur à distance (0,8 milliard de francs). 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 l'Allemagne, avec la France ou avec la moyenne des pays de l'Organisation de coopération et de développements 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 ou surtout à celui de l'Italie. Les prix du *mazout* et du *diesel* sont légèrement supérieurs à l'OCDE. Quant au *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 (*à partir de la p. 64*).

- **Émissions de CO₂**: en Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000. En 2018, elles s'inscrivaient à environ 4,1 tonnes (les données 2019 ne seront disponibles qu'au printemps 2021), soit à peine 30% en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 t). En l'espèce, on observe également un découplage croissant entre l'évolution démographique et les rejets de CO₂ liés à l'énergie. Pour atteindre l'objectif stratégique global à long terme vers lequel s'oriente actuellement la Stratégie énergétique 2050 (réduction à 1–1,5 t par habitant à l'horizon 2050)⁴, les émissions par habitant doivent diminuer en moyenne de 0,08 tonne par an (*p. 77*).
- **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», même si une certaine stabilisation a été constatée en 2018. En 2018, les dépenses totales des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'inscrivaient à 404 millions de francs (valeur réelle; 2017: près de 414 millions de francs). Les données 2019 ne seront disponibles que début 2021 (*p. 83*).
- **Environnement international**: pendant la période sous revue 2019-2020, la pandémie de COVID-19 a également eu des effets significatifs sur les marchés mondiaux de l'énergie. Concernant les développements dans l'Union européenne (UE), il convient de mentionner le «pacte vert pour l'Europe», avec lequel la Commission européenne a présenté une stratégie globale pour devenir le premier continent climatiquement neutre du monde d'ici à 2050 (*à partir de la p. 88*).

⁴ Cet objectif est actuellement vérifié dans le cadre des travaux pour la stratégie climatique 2050, qui a été mandatée par le Conseil fédéral le 28 août 2019, et sera probablement adapté.

Introduction

La Suisse a réorienté sa politique énergétique par la Stratégie énergétique 2050. Cette stratégie doit permettre de sortir progressivement de l'énergie nucléaire et de transformer le système énergétique de la Suisse étape par étape d'ici à 2050, 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. À l'avenir, il faudra nettement améliorer l'efficacité énergétique, accroître la part des énergies renouvelables et réduire les émissions de CO₂ liées à l'énergie. En outre, plus aucune autorisation générale pour la construction de nouvelles centrales nucléaires ne sera accordée. Le peuple suisse a accepté la nouvelle législation sur l'énergie, en vigueur depuis 2018, lors du vote référendaire du 21 mai 2017.

De plus, le Conseil fédéral propose, dans le cadre d'une modification de la loi sur l'approvisionnement en électricité, d'ouvrir le marché de l'électricité pour tous les clients afin de renforcer la production décentralisée d'électricité et de mieux intégrer les énergies renouvelables dans le marché de l'électricité. En outre, dans le cadre d'une révision proposée de la loi sur l'énergie, le Conseil fédéral souhaite prolonger les contributions d'encouragement destinées aux énergies renouvelables indigènes et les aménager de manière à favoriser la compétitivité. La branche de l'électricité aura ainsi la sécurité nécessaire en matière de planification et d'investissement, et la sécurité d'approvisionnement de la Suisse sera renforcée (Conseil fédéral, 2020b+c+2018).

En ce qui concerne la sortie du nucléaire, il convient de noter que la centrale de Mühleberg, exploitée durant 47 ans, a été la première des cinq centrales nucléaires suisses à avoir été mise à l'arrêt le 20 décembre 2019 puis définitivement mise hors service à la mi-septembre 2020 (FMB, 2020+2019).

La Stratégie énergétique est étroitement liée à 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. En l'espèce, l'attention se concentre sur la prochaine étape, à savoir la révision totale de la loi sur le CO₂ (Conseil fédéral, 2017a) que le Parlement a approuvée lors de la session d'automne en 2020 et qui prévoit la mise en œuvre de l'Accord de Paris sur le climat au niveau national jusqu'en 2030. La Suisse s'est engagée à réduire d'ici là de moitié ses émissions de gaz à effet de serre par rapport à leur niveau de 1990. Par ailleurs, se basant sur les dernières connaissances scientifiques du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le Conseil fédéral a décidé le 28 août 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). Parallèlement, il a chargé l'administration d'élaborer une Stratégie climatique 2050 correspondante à long terme (Conseil fédéral, 2019b).

La Stratégie énergétique est étroitement liée à 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. En l'espèce, l'attention se concentre sur la prochaine étape, à savoir la révision totale de la loi sur le CO₂ (Conseil fédéral, 2017) que le Parlement a approuvée lors de la session d'automne et qui prévoit la mise en œuvre de l'Accord de Paris sur le climat au niveau national jusqu'en 2030. La Suisse s'est engagée à réduire d'ici là de moitié ses émissions de gaz à effet de serre par rapport à leur niveau de 1990. Par ailleurs, se basant sur les dernières connaissances scientifiques du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le Conseil fédéral a décidé le 28 août 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). Parallèlement, il a chargé l'administration d'élaborer une Stratégie climatique 2050 correspondante à long terme (Conseil fédéral, 2019b). Début septembre 2019, lors de la consultation sur le contre-projet direct à l'initiative pour les glaciers, le Conseil fédéral a proposé 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, 2020e).

Dans la mesure où le présent rapport de monitoring de la Stratégie énergétique 2050 comprend principalement des données allant jusqu'à fin 2019, les effets de la pandémie de COVID-19 sur le secteur de l'énergie, à l'exception des marchés globaux de l'énergie, ne sont pas encore pris en compte dans les indicateurs.

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 2020 (dont la plupart des données sont relevées jusqu'en 2019), 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, valeurs indicatives et lignes directrices – constitue le cadre de référence permettant 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 sont réexaminées dans le cadre de la révision actuelle de cette loi, sur la base des perspectives énergétiques mises à jour (Conseil fédéral, 2020b+c). 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 entrée en vigueur début juin 2019 avec les ordonnances correspondantes, à quelques exceptions près⁵. De plus, comme mentionné précédemment, un lien étroit existe avec la politique climatique et donc avec la loi sur le CO₂ et son développement (Conseil fédéral, 2017a+2019b).

⁵ Certaines dispositions concernant les plans pluriannuels de développement du réseau n'entreront en vigueur qu'en juin 2021.

Domaine	2020 (à court terme) ancré dans la LEne	2035 (à moyen terme) ancré dans la LEne	2050 (à long terme) selon le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050
Consommation énergétique moyenne par personne et par an	moins 16%	moins 43%	moins 54%
Consommation électrique moyenne par personne et par an	moins 3%	moins 13%	moins 18%
Production annuelle moyenne d'électricité renouvelable (sans la force hydraulique)	au moins 4,4 téra-watts-heures (TWh)	au moins 11,4 TWh	au moins 24,2 TWh
Production annuelle moyenne d'électricité hydraulique	aucune valeur indicative pour 2020	au moins 37,4 TWh	au moins 38,6 TWh

Figure 1 Valeurs indicatives de la loi sur l'énergie en vigueur et objectifs à long terme selon la Stratégie énergétique 2050⁶

⁶ Valeurs indicatives de la consommation par rapport à l'année de référence 2000. Consommation énergétique finale selon les Perspectives énergétiques, sans le trafic aérien international, sans la consommation de gaz des compresseurs de gazoduc de transit du gaz naturel et sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture. Consommation électrique sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture. La valeur indicative concernant la production d'électricité renouvelable était fixée initialement à 14,5 TWh dans le message, mais le Parlement l'a réduite à 11,4 TWh. 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 sont réexaminées dans le cadre de la révision actuelle de cette loi, sur la base des perspectives énergétiques mises à jour.

Axes de la Stratégie énergétique 2050

La Stratégie énergétique 2050 définit une série d'axes fondamentaux afin de montrer comment les objectifs et les valeurs indicatives peuvent être atteints. Ces axes touchent également le monitoring.

- *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 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, 2020a).
- *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 différents secteurs, 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 de la Suisse dans les mécanismes de crise internationaux accroît la sécurité d'approvisionnement de notre pays.

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 CO₂ 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. 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 termes 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"> • Consommation énergétique finale par personne et par an • Consommation électrique par personne et par an • Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) • Production électrique hydraulique • Evolution et moteurs de la consommation énergétique finale et de la consommation électrique • Consommation énergétique finale totale et par secteurs • Part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale • Consommation énergétique en fonction de l'application • Consommation énergétique finale et consommation électrique par rapport au PIB (intensité énergétique/électrique) • Installations photovoltaïques pour la consommation propre
Développement du réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Etat d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport • Enfouissement de lignes (câblage souterrain) • Investissements dans le réseau et amortissements (réseau de transport et réseau de distribution) • Compteurs intelligents (smart meters) • Outils de régulation de la tension (transformation) • Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)
Sécurité de l'approvisionnement	<p><i>Perspective d'ensemble</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Consommation d'énergie finale par agents énergétiques (diversification) • Production électrique par agents énergétiques (diversification) • Solde importateur d'agents énergétiques et de combustibles nucléaires, production indigène (dépendance vis-à-vis de l'étranger) <p><i>Electricité</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Adéquation du système (suivi descriptif) • Production électrique, importations et consommation au cours de l'année • Capacité d'importation (capacité de transfert nette ou NTC pour «net transfer capacity») • Stabilité du réseau (violations du critère N-1) • Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau (SAIDI) <p><i>Gaz naturel</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Installations de type bicombustible • Normes relatives aux infrastructures / critère N-1 <p><i>Pétrole</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Diversification des moyens de transport • Portefeuille d'importation du pétrole brut • Importation de pétrole brut et de produits pétroliers
Dépenses et prix	<ul style="list-style-type: none"> • Evolution et moteurs des dépenses énergétiques des consommateurs finaux • Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale • Tarifs de l'électricité et composants du prix pour les ménages et les entreprises • Evolution du prix des combustibles et des carburants pour les ménages
Emissions de CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Emissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant • Emissions de CO₂ liées à l'énergie: globalement et par secteurs • Emissions de CO₂ liées à l'énergie: de l'industrie et des services, en fonction de la création de valeur brute • Emissions de CO₂ liées à l'énergie: des voitures de tourisme en fonction du parc et de la puissance des véhicules
Recherche et technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique • Activités et programmes de recherche dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif) • Digression: potentiels, coûts et impact environnemental des technologies de production électrique (suivi descriptif)
Environnement international	<ul style="list-style-type: none"> • Evolution des marchés globaux de l'énergie (suivi descriptif) • Evolutions au sein de l'UE (suivi descriptif) • Politique climatique internationale (suivi descriptif) • Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie (suivi descriptif)

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

En 2019, l'OFEN a commencé à collecter des données auprès des gestionnaires suisses de réseau de distribution électrique dans le cadre du monitoring de la Stratégie énergétique 2050. Ces données concernent la **consommation propre (y c. les regroupements) ainsi que la propagation des compteurs intelligents (smart meters) et des systèmes de commande et de réglage intelligents**. Le présent rapport de monitoring comprend pour la première fois dans les champs thématiques Consommation et production énergétiques et Développement du réseau les indicateurs correspondants. Dans la

mesure où le sondage a été remanié suite à la première collecte de données, les données de 2018 et en partie celles de 2019 ne sont pas encore assez robustes. De ce fait, le rapport de monitoring ne présente, à quelques exceptions près, que des données à partir de 2019, qui ne peuvent pas être complètement vérifiées. La collecte de données sera étendue à d'autres domaines.

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'informations 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 (art. 3, al. 1 et 2). S'agissant des indicateurs de consommation, la base initiale est fournie par la consommation énergétique finale ou électrique des secteurs Ménages, Industrie, Services et Transports (selon la Statistique globale suisse de l'énergie). Tout comme dans les Perspectives énergétiques 2050 (Prognos, 2012), on ne tient pas compte de la consommation de carburant du trafic aérien international dans le secteur des transports ni de la consommation de gaz des compresseurs nécessaires à l'exploitation des gazoducs de transit pour le gaz naturel. Il n'est également pas tenu compte de la différence statistique, qui comprend l'agriculture. Ainsi, la délimitation des indicateurs du monitoring correspond à celle des Perspectives énergétiques 2050: les scénarios Mesures politiques du Conseil fédéral (PCF) et Nouvelle politique énergétique (NPE) des Perspectives énergétiques ont permis de déduire les valeurs indicatives de consommation visées à l'art. 3 LEne⁷. 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 météorologiques⁸. 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*).

⁷ 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 sont réexaminées dans le cadre de la révision actuelle de cette loi, sur la base des perspectives énergétiques mises à jour.

⁸ 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

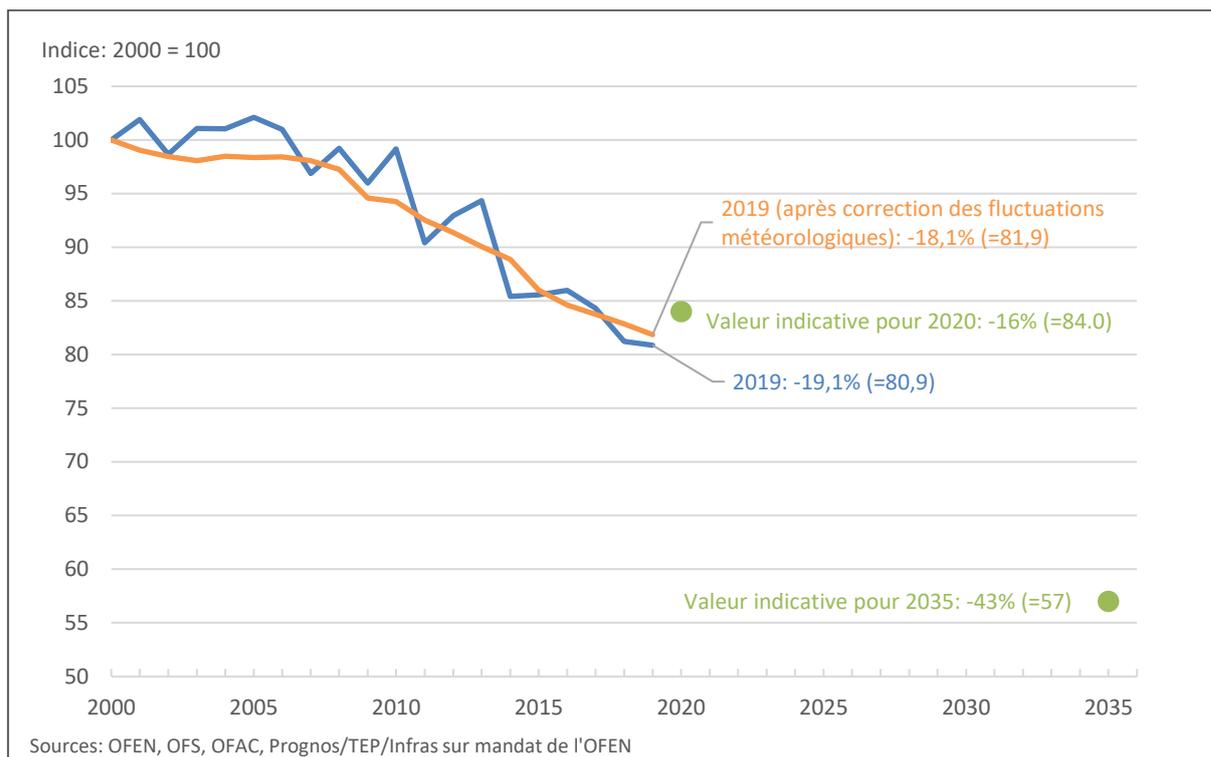


Figure 3 Évolution de la consommation énergétique finale⁹ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant a baissé depuis 2000, comme le montre la *figure 3*. Cette diminution découle du fait que la consommation énergétique finale en chiffres absolus était de 1,5% plus basse en 2019 qu'en 2000, alors que l'effectif de la population avait augmenté de 19,4% durant ce laps de temps. 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, de 16% jusqu'en 2020 et de 43% à l'horizon 2035. En 2019, la consommation énergétique par habitant était de 87,1 gigajoules (0,024 GWh), soit 19,1% de moins qu'en 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 18,1%, soit mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (cf. courbe orange). 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 1,4% par an. La consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a progressé de 0,3% en 2019 par rapport à l'année précédente, principalement en raison des températures plus basses, qui ont entraîné une hausse de la demande de chauffage. Sur l'ensemble de la période considérée de 2000 à 2019, 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, qui tendent toujours plus à réduire la consommation depuis 2000. Entre 2000 et 2019, 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, cet effet est de nouveau plus faible (sources: OFEN, 2020a / OFS, 2020a / OFAC, 2020 / Prognos/TEP/Infras, 2020a+b).

⁹ 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.

Consommation électrique par personne et par an

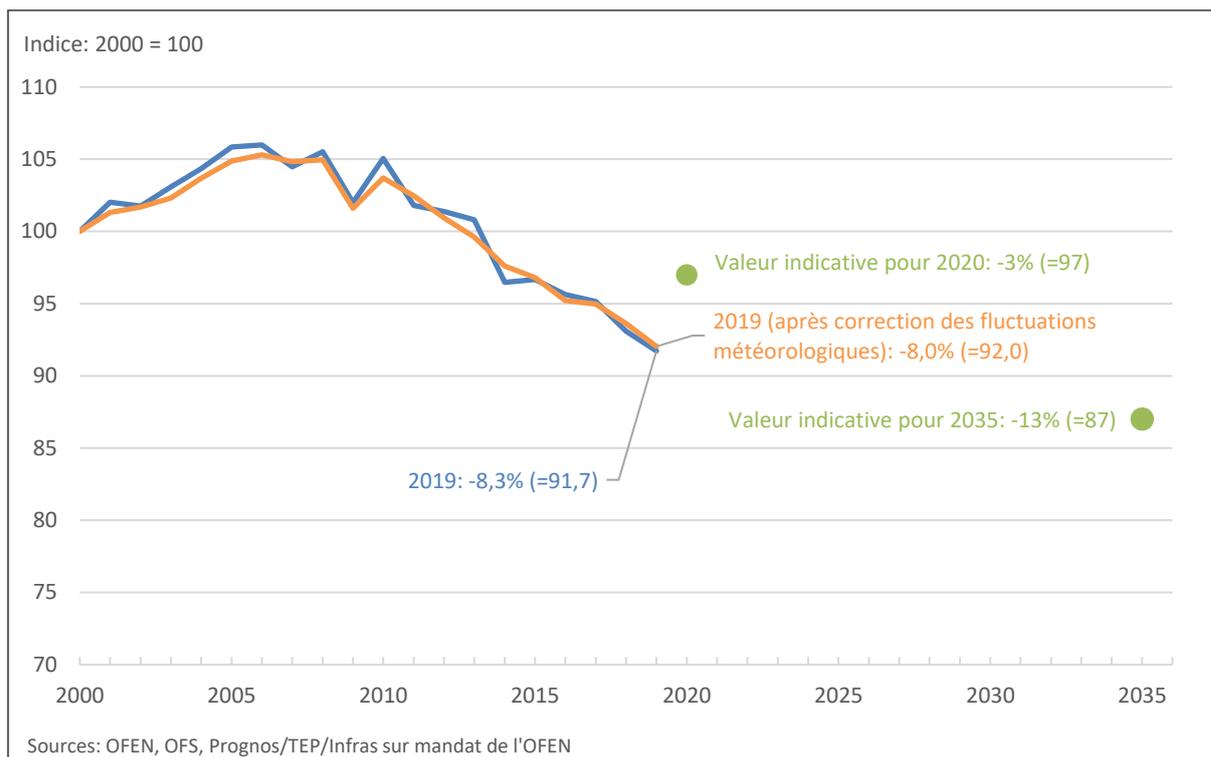


Figure 4 Évolution de la consommation électrique¹⁰ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation électrique par habitant a augmenté entre 2000 et 2006, puisque la consommation d'électricité en chiffres absolus a progressé de 10,3% 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 électrique a fléchi de 1,0% entre 2006 et 2019, alors que l'effectif de la population progressait de 14,6% pendant la même période. La forte baisse de la consommation par habitant en 2009 s'explique par le net ralentissement économique. Selon la loi sur l'énergie, 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 2019, la consommation d'électricité par habitant était de 23,6 gigagoules (0,007 GWh), soit 8,3% de moins qu'en 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 8,0% (cf. courbe orange). La valeur indicative fixée pour 2020 est donc déjà dépassée. À l'avenir, la consommation électrique par habitant, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 0,4% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative prévue pour 2035 (-13%). Ces dix dernières années, le recul moyen s'établissait à près de 1,0% par an. En 2019, la consommation électrique exprimée en chiffres absolus a reculé de 0,8% par rapport à l'année précédente, principalement grâce au progrès technique et aux mesures politiques. Les températures plus basses n'ont augmenté que de peu la consommation d'électricité. Des effets de quantité, surtout, 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 2000 à 2019. 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, 2020a / OFS, 2020a / Prognos/TEP/Infras, 2020a+b).

¹⁰ Sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.

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 se rapportent à la production indigène, qui correspond au domaine d'action des instruments prévus par la LEnE. Elles sont ancrées dans l'art. 2, al. 1.

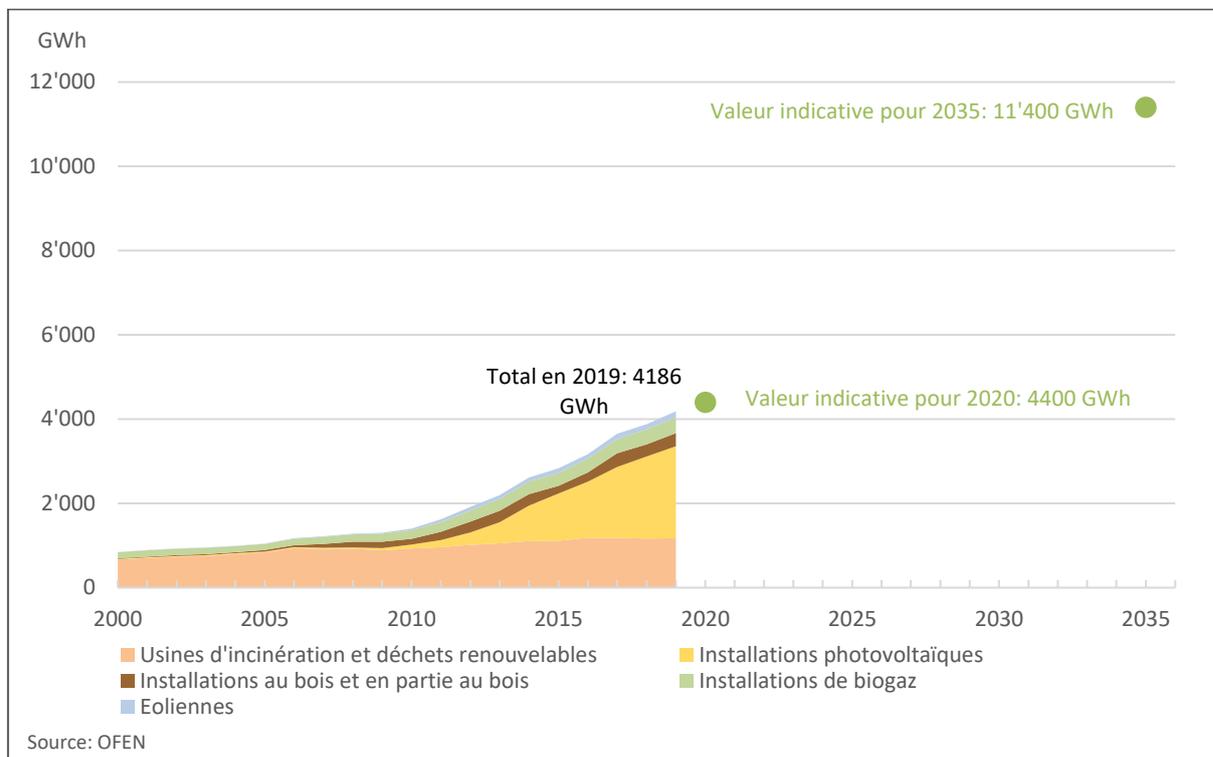


Figure 5 Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

La production électrique issue de sources renouvelables a augmenté depuis 2000, comme le montre la figure 5. Cette augmentation s'est accélérée depuis 2010. En 2019, la production était de 4186 GWh, soit 6,2% de la production nette totale d'électricité (hormis la consommation des pompes d'accumulation). Pour l'année de référence, ici 2010, la production électrique renouvelable était de 1402 GWh. En conséquence, un accroissement net de quelque 3000 GWh est visé entre 2010 et 2020. Environ 92,9% de cette augmentation ont été atteints jusqu'en 2019. L'accroissement net réalisé en 2019 par rapport à l'année précédente a été de 309 GWh, la moyenne annuelle étant également de 309 GWh depuis 2011. Un accroissement net de 214 GWh sera nécessaire durant l'année à venir pour atteindre la valeur indicative de 4400 GWh en 2020. À l'horizon 2035, la valeur indicative est de 11 400 GWh. Sa réalisation requerra un accroissement net moyen plus élevé équivalant à 451 GWh par an. La ventilation par technologies montre que, depuis 2010, le photovoltaïque a fortement progressé en termes absolus. Il contribue aujourd'hui à près de 52% de la production d'électricité à partir des nouvelles énergies renouvelables. En deuxième position, la production électrique issue des usines d'incinération des ordures ménagères et des déchets renouvelables, qui participe à la production d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 28,1%, a également augmenté. La production électrique provenant des installations de combustion au bois et en partie au bois a elle aussi progressé depuis 2010 (part en 2019: 7,5%). La croissance de la production d'électricité à partir de biogaz est légèrement plus faible (part en 2019: 8,9%). Enfin, l'énergie

éolienne s'est également accrue depuis 2010, mais sa part dans la production électrique d'origine renouvelable demeure faible (3,5%). Aucune installation géothermique n'a été réalisée à ce stade pour produire de l'électricité (source: OFEN, 2020a).

Les projets de production électrique renouvelable se présentent comme suit (en notant que leur réalisation dépend de nombreux facteurs; état à la fin septembre 2020):

- Au total, 12 145 **installations photovoltaïques**, représentant une production prévisible d'environ 217 GWh par an, se trouvent en attente d'une rétribution unique, dont 193 GWh ont déjà été réalisés.
- Toutes technologies confondues, 660 installations au total, représentant une production prévisible d'environ 2638 GWh par an, ont reçu **un avis de décision positive** quant à leur mise en liste d'attente dans le système de rétribution de l'injection. Mais ces installations ne sont pas encore construites et le chemin conduisant au permis de construire et à la réalisation est encore long pour certaines d'entre elles (en particulier s'agissant de l'énergie éolienne, soit 430 installations représentant 1701 GWh).

(source: Pronovo, 2020)

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 probable¹¹ 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.

¹¹ 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.

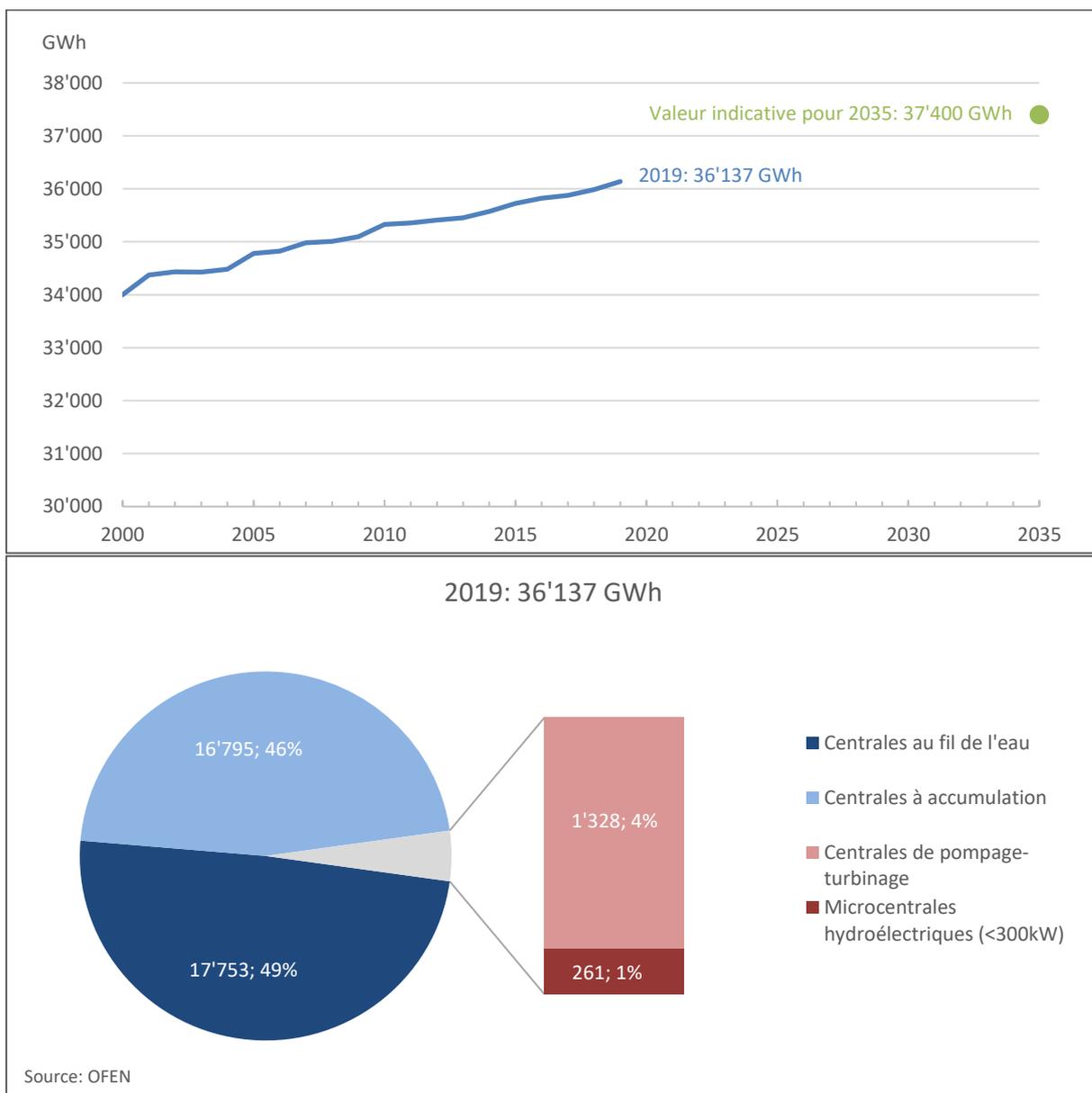


Figure 6 Évolution de la production moyenne probable d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport

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 36 137 GWh en 2019 (état au 1.01.2020), 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 2000 GWh entre 2011 et 2035 pour atteindre la valeur indicative, 38,3% de cet accroissement ayant été réalisés jusqu'en 2019. L'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 151 GWh. Il est en moyenne de 90 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net doit être de 79 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative fixée en 2035. Actualisée en 2019, l'estimation, par l'OFEN, du potentiel de développement de l'utilisation de la force hydraulique révèle que cette valeur indicative est certes réalisable en l'état actuel des choses, mais qu'à cette fin, le potentiel existant jusqu'en 2050 devra être presque entièrement exploité d'ici à 2035. L'analyse ne tient pas compte, sur cette période, du potentiel des nouveaux lacs glaciaires ni de celui des projets que le secteur de l'électricité n'a pas dévoilés pour

des raisons de confidentialité. 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. En Suisse, des contributions d'investissement peuvent être demandées depuis 2018 pour de nouvelles centrales hydrauliques ainsi que pour des agrandissements ou rénovations notables de ces installations. À la date de référence du 31 août 2020, l'OFEN a reçu deux demandes de contributions d'investissement pour de nouvelles grandes centrales hydroélectriques, qui pourraient fournir à l'avenir un total de 473 GWh, soit une production supplémentaire d'environ 20 GWh. L'examen des deux demandes sera vraisemblablement achevé d'ici fin 2020. Les petites centrales hydroélectriques auxquelles l'octroi d'une contribution d'investissement a été confirmé au cours de l'année sous revue présentent un accroissement de production de près de 20 GWh. En outre, à la mi-septembre 2019, les demandes de contributions d'investissement non encore accordées pour des projets de petites centrales hydroélectriques correspondaient à une hausse prévisible de 5 GWh. Par ailleurs, 125 GWh se trouvent actuellement en construction, dont la centrale électrique commune GKI (Gemeinschaftskraftwerk Inn) pour 58 GWh (part suisse, mise en service env. en 2021), Oberwald (Gere) pour 22 GWh (mise en exploitation en 2020) et Mitlödi (Föhnen/Sool) pour 21,8 GWh (mise en service en 2020) (sources: OFEN, 2020b+2019).

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 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

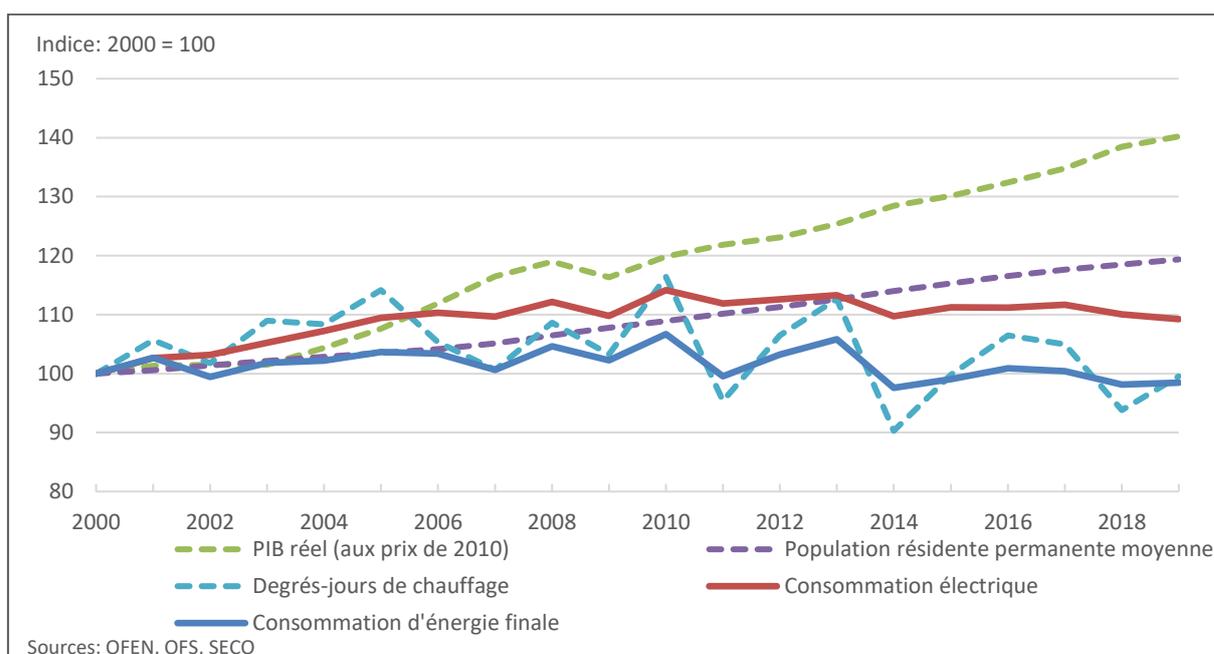


Figure 7 Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)

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 2019. Le fléchissement du PIB en 2009 indique un ralentissement économique. En 2011 et 2014, les degrés-jours ont nettement diminué, ce qui a atténué la consommation énergétique et électrique (source: OFEN, 2020a).

Consommation énergétique finale globale et par secteurs

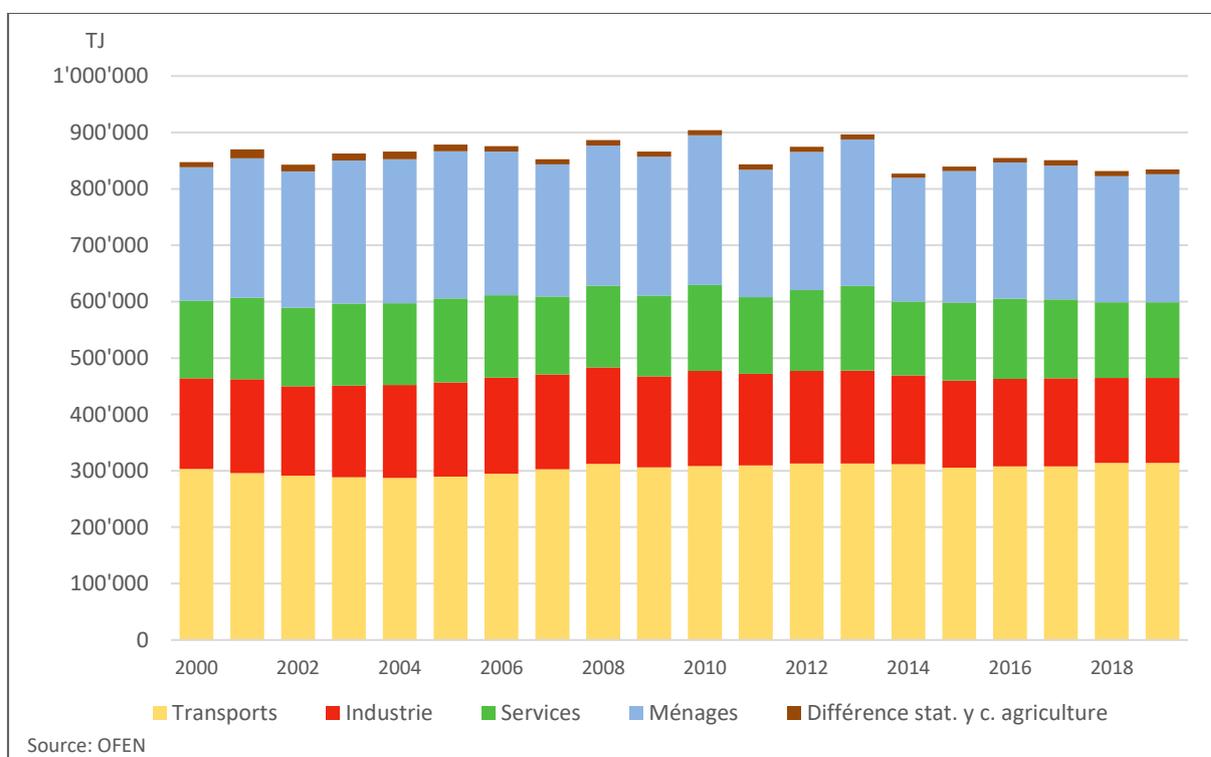


Figure 8 Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs)

Selon la Statistique globale suisse de l'énergie, la consommation énergétique finale de la Suisse était de 834 210 térajoules (TJ) en 2019, soit une augmentation de 0,3% par rapport à 2018. Cette évolution s'explique surtout par des températures plus basses en 2019. Depuis l'an 2000, la consommation énergétique finale a reculé de 1,5% (2000: 847 160 TJ), bien que la population ait augmenté d'environ 19,4%. En ventilant les secteurs, la *figure 8* montre que les **transports** (en l'occurrence, le trafic aérien international est pris en compte) représentent le principal groupe de consommateurs. En 2019, leur part était de 37,7% (2000: 35,8%). La part du trafic aérien international dans la consommation du secteur des transports était de 25,8% (2000: 22,4%). La part du **secteur de l'industrie** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 18,0% en 2019 (2000: 19,0%), tandis que celle du **secteur des services** était de 16,1% (2000: 16,2%). La part des **ménages** dans l'ensemble de la consommation énergétique

finale était de 27,2% (2000: 27,9%). Les températures un peu plus basses en 2019 qu'en 2018 se reflètent principalement dans l'augmentation de la consommation des ménages privés (+2800TJ, +1,2%) et du secteur des services (+560 TJ, +0,4%). La consommation énergétique de ces deux secteurs dépend en effet fortement des conditions météorologiques à court terme. On constate une diminution de la consommation énergétique finale dans l'industrie (-400 TJ, -0,3%). La consommation énergétique finale des transports a légèrement augmenté par rapport à 2018 (+270 TJ, +0,1%), ce qui s'explique principalement par le fait que le kérosène a enregistré une hausse (+820 TJ, +1,0%). Par rapport à l'an 2000, cette consommation a fléchi dans tous les secteurs, à l'exception de celui des transports (ménages: -9400 TJ ou -4,0%; industrie: -10 450 TJ ou -6,5%; services: -3250 TJ ou -2,4%; transports: +11 010 TJ ou +3,6%).

À long terme, dans tous les secteurs, les facteurs quantitatifs constituent le plus puissant inducteur de consommation. Les 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 (+19,4%), surfaces de référence énergétique (dans les logements: +33,3%), parc de véhicules à moteur (+34,4%). 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 les ménages privés et dans le secteur de l'industrie. Il s'en est fallu de peu pour qu'ils compensent les facteurs quantitatifs dans les services. L'impact du développement technique et des mesures politiques sur la diminution de la consommation est sensiblement inférieur à celui des facteurs quantitatifs dans le seul secteur des transports. Globalement, 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. 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, 2020a / Prognos/TEP/Infras 2020a+b).

Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale

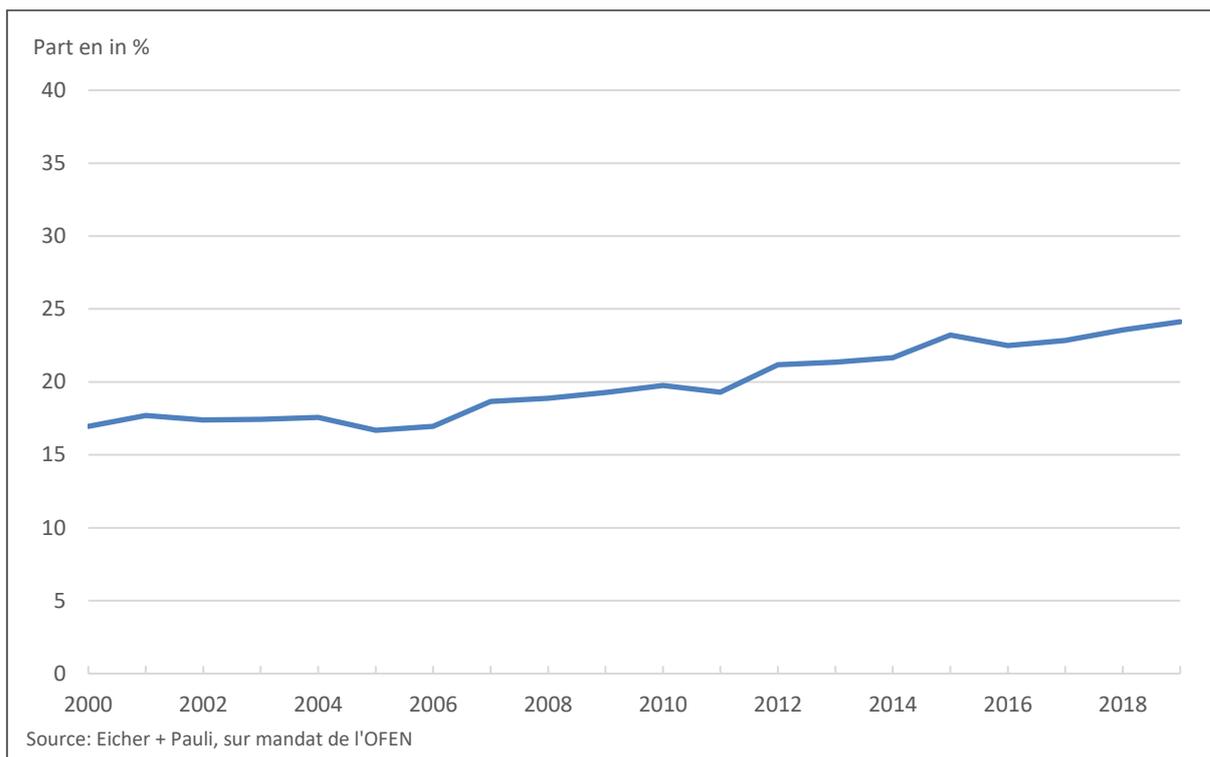


Figure 9 Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)

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 tend à augmenter 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 globalement de 24,1% en 2019 (2018: 23,6%; 2000: 17,0%) (source: Eicher + Pauli, 2020).

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.

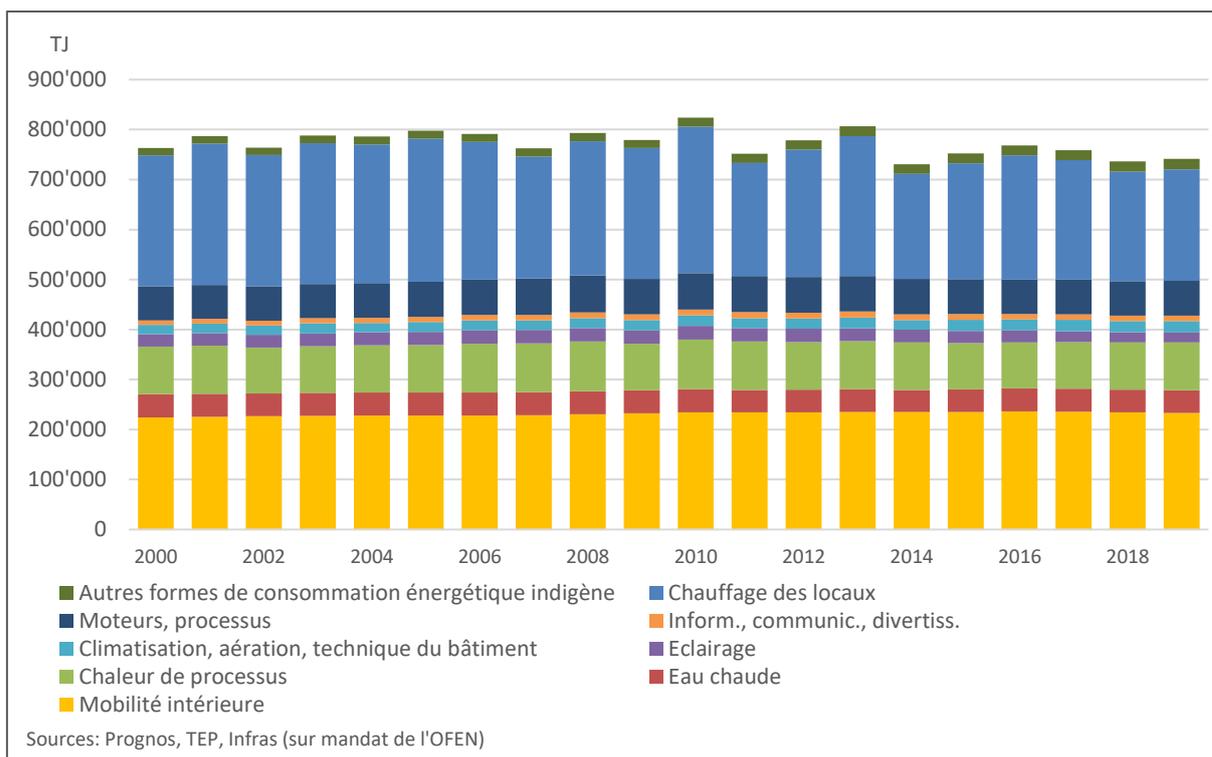


Figure 10 Évolution de la consommation d'énergie finale¹² en Suisse en fonction de l'application

La *figure 10* montre que la consommation énergétique finale en Suisse a augmenté en 2019 (+0,7%) par rapport à l'année précédente, principalement en raison des températures plus basses. Le nombre de degrés-jours de chauffage a augmenté de 6,1% et la consommation liée au chauffage des locaux de 2,0%. De plus, en 2019, une légère augmentation de la consommation a également été constatée par rapport à l'année précédente en matière d'eau chaude (+0,5%), de chaleur de processus (+1,6%), de climatisation, aération et technique du bâtiment (+0,7%), de moteurs et processus (+0,7%) ainsi que dans diverses formes de consommation (+2,3%). La consommation liée à l'éclairage (-3,7%) et à la mobilité intérieure (-0,6%) a en revanche reculé. 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 (-14,9%; -11,4% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). La consommation liée à l'eau chaude (-1,3%) et celle liée à l'éclairage (-20,4%) ont également fléchi par rapport à l'an 2000. Par contre, la consommation liée à la mobilité intérieure (+3,8%), à la climatisation, aération et technique du bâtiment (+23,1%), à la chaleur de processus (+0,5%), aux moteurs et processus (+1,9%) ainsi qu'à diverses formes de consommation (+46,0%)¹³ ont augmenté. On observe aussi une augmentation par rapport à l'an 2000 à la rubrique Information, communication et divertissement (+20,7%), dont la consommation diminue toutefois de nouveau depuis 2011. En 2019, la consommation énergétique finale indigène est dominée par les applications Chauffage des locaux (part de 30,1%) et Mobilité intérieure (31,4%). L'application Chaleur de processus (12,9%), de même que l'application Moteurs et processus (9,4%) jouent également un rôle important. Entre 2000 et 2019, la part du chauffage des locaux dans la consommation énergétique finale indigène a baissé de 4,3 points de pourcentage, tandis que celle de la mobilité progressait de 2,0 points de pourcentage. Les parts des autres applications, comparativement faibles, ne se sont que peu modifiées (source: Prognos/TEP/Infras, 2020b).

¹² 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.

¹³ 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.).

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 de son industrie lourde. 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.

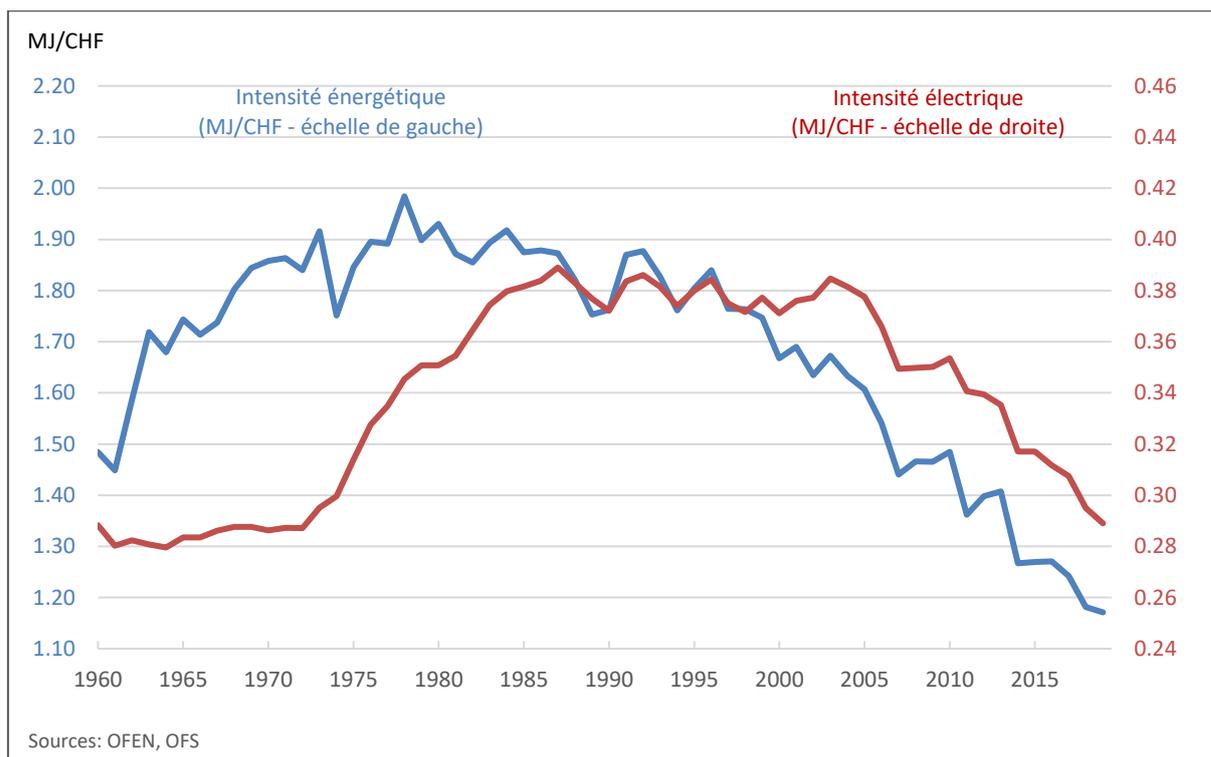


Figure 11 Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel¹⁴ (en MJ/CHF)

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 (2019: 1,17 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 0,39 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 (2019: 0,29 MJ/CHF) (source: OFEN, 2020a / OFS, 2020b)¹⁵.

¹⁴ PIB aux prix de 2010 (état en août 2020).

¹⁵ 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.

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 géographique 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 dans un premier temps 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 réseaux de distribution (GRD). Elles sont provisoires (les plausibilisations sont encore en cours dans la mesure du possible; des enquêtes sur d'autres installations sont en train d'être élaborées).

Type d'installation	État au 31.12.	Puissance installée (AC)	Énergie excédentaire
Installations PV pour la consommation propre (installations autonomes)	73 840 installations	1154 MW	695 825 MWh
Installations PV pour la consommation propre (RCP)	3079 installations	124 MW	50 899 MWh
Installations PV sans consommation propre	21 450 installations	980 MW	917 394 MWh

Figure 12 Installations PV pour la consommation propre en 2019 (source: enquête auprès des GRD)¹⁶

La

Type d'installation	État au 31.12.	Puissance installée (AC)	Énergie excédentaire
Installations PV pour la consommation propre (installations autonomes)	73 840 installations	1154 MW	695 825 MWh
Installations PV pour la consommation propre (RCP)	3079 installations	124 MW	50 899 MWh
Installations PV sans consommation propre	21 450 installations	980 MW	917 394 MWh

Figure 12 indique le nombre d'installations PV qui ont été utilisées en 2019 pour la consommation propre, réparti entre les installations autonomes et les RCP. Fin 2019, on comptabilisait d'après les résultats de

¹⁶ Données provisoires qui ne peuvent pas toutes faire l'objet d'une plausibilisation.

l'enquête (données provisoires qui ne peuvent pas toutes faire l'objet d'une plausibilisation) 76 919 installations PV, y compris les RCP, pour la consommation propre (env. 78% du total des installations PV), pour une puissance installée¹⁷ de quelque 1278 MW. Selon les indications fournies, ces installations ont injecté au total 746 724 MWh d'électricité dans le réseau de distribution. Parmi elles, 3079 sont organisées en RCP, dont la puissance installée est de 124 MW. Elles ont alimenté le réseau de distribution à hauteur de 51 000 MWh environ. Lorsque les RCP atteignent une consommation annuelle de plus de 100 000 MWh, ils bénéficient d'un libre accès au marché. En 2019, 36 de ces RCP comportant des installations PV ont acquis leur électricité sur le marché (source: GRD, 2020).

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 2019, une installation PV affichait une puissance de quelque 960 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) est ainsi évaluée à quelque 0,48 milliard de kWh en 2019, soit environ 0,8% de la consommation d'électricité globale de la Suisse, qui s'établissait à 57,2 milliards de kWh cette même année. Le taux moyen de consommation propre, c'est-à-dire la part d'électricité consommée directement sur place, s'inscrivait à près de 39% pour les installations PV, le reste étant injecté dans le réseau de distribution** (sources: GRD, 2020 / OFEN, 2020c / Swissolar, 2020 / calculs de l'OFEN).

¹⁷ Puissance de l'onduleur (puissance AC). Correspond à env. 80% à 90% de la puissance du module (puissance DC).

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)¹⁸, 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-cadre 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

¹⁸ Cf. www.developpementreseaux.ch.

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 réseau¹⁹ 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 (chiffres 1-10) 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*.

¹⁹ Cf. www.swissgrid.ch/reseau2025.

Projet de réseau	Description et objectif principal	État d'avancement actuel ²⁰	Année de mise en service prévue ²¹
1. Chamoson-Chippis	<ul style="list-style-type: none"> Nouvelle ligne aérienne à 380 kV de 30 km entre Chamoson et Chippis Démantèlement de près de 89 km de ligne dans la plaine du Rhône Écoulement de la production des centrales hydroélectriques du Valais Amélioration du raccordement du Valais aux réseaux à très haute tension suisse et européen Contribution à la sécurité du réseau suisse 	Réalisation	2022
2. Bickigen-Chippis (ligne de la Gemmi)	<ul style="list-style-type: none"> Adaptation des sous-stations de Bickigen et Chippis et du tracé sur 106 km par un relèvement de la tension à 380 kV Installation d'un transformateur de couplage 220/380 kV dans la station de couplage de Chippis Amélioration du transport de la production électrique valaisanne hors du canton Contribution à la sécurité de l'approvisionnement 	PAP OFEN	2027
3. Pradella-La Punt	<ul style="list-style-type: none"> Relèvement de la tension de 220 à 380 kV sur 50 km du tracé actuel Transformation de la station de couplage de Pradella et agrandissement pour une tension de 380 kV. Élimination du goulet d'étranglement actuel Contribution à la sécurité des réseaux suisse et européenne 	Réalisation	2023
4. Chippis-Lavorgo 4.1. Chippis-Mörel 4.2. Mörel-Ulrichen («Gommerleitung») 4.3. Chippis-Stalden 4.4. Airolo-Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> Relèvement de la tension à 380 kV sur les 124 km de l'axe Chippis-Mörel-Lavorgo (Chippis-Stalden reste à 220 kV) Démantèlement des lignes existantes sur 67 km Complément au principal axe d'approvisionnement du Tessin Élimination d'un goulet d'étranglement critique 	4.1. PAP ESTI 4.2. Réalisation (Mörel-Ermen) / En service (Ermen-Ulrichen) 4.3. PAP OFEN (Agarn-Stalden) / PAP ESTI (Chippis-Agarn) 4.4. PAP ESTI	2029
5. Beznau-Mettlen 5.1. Beznau-Birr 5.2. Birr-Niederwil 5.3. Niederwil-Obfelden 5.4. Obfelden-Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> Optimisation du tracé actuel sur 40 km par le relèvement de la tension à 380 kV et renforcements sur 24 km Élimination de goulets d'étranglement structurels 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 	5.1. En service 5.2. Avant-projet 5.3. PSE 5.4. Avant-projet	2030
6. Bassecourt-Mühleberg	<ul style="list-style-type: none"> 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 Contribution à la sécurité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse 	TAF	2023
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> Installation d'une solution de transformation entre les réseaux à 220 kV et à 380 kV Amélioration du transport de l'énergie hydroélectrique produite dans la vallée de la Maggia Contribution à la sécurité d'approvisionnement du Tessin 	Idée de projet	2035
8. Génissiat-Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement (remplacement du câble conducteur) sur 17 km de la double ligne actuelle à 220 kV Élimination des fréquentes congestions survenant en cas d'importations en provenance de la France 	En service	Terminé et mis en service en 2018
9. Mettlen-Ulrichen 9.1. Mettlen-Innertkirchen	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement sur quelque 88 km en vue du relèvement prévu à 380 kV de la ligne à 220 kV actuelle 	9.1. Avant-projet (ligne principale) 9.2. PSE	2035

²⁰ État au 15 septembre 2020

²¹ Selon la planification Swissgrid.

9.2. Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grimsel)	<ul style="list-style-type: none"> • 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 		
10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino	<ul style="list-style-type: none"> • Nouvelle ligne à 220 kV dans la vallée de la Maggia • Démantèlement de la ligne existante datant des années 1960, d'où une réduction de l'impact sur les magnifiques paysages de l'Alto Ticino • Extension de la capacité du réseau pour transporter l'énergie produite par les centrales hydrauliques de la vallée de la Maggia • Amélioration de la future sécurité d'approvisionnement au Sud des Alpes, la production des centrales devant actuellement être réduite 	PSE	2035
Raccordement de Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiatz NdD_2 Bâtiatz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> • Raccordement de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance au réseau à très haute tension • Partie du réseau stratégique de Swissgrid dans son réseau initial • Contribution à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables 	NdD_1 Réalisation NdD_2 En service NdD_3 En service	2022
Axe Stratégique Réseau (ASR) dans la région de Genève	<ul style="list-style-type: none"> • Enfouissement de la ligne à 220 kV existante reliant Foretaille à Verbois sur env. 4,5 km le long de l'aéroport de Genève 	Réalisation	2023
Obfelden-Samstagern OS_1 Schweikrüti (pylône 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)-Waldegg OS_4 Waldegg-Obfelden OS_5 Siebnen-Samstagern	<ul style="list-style-type: none"> • 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 • Amélioration de l'approvisionnement en énergie des centres de consommation que sont la ville de Zurich et la région de Thalwil 	OS_1 TF OS_2 Projet de construction OS_3 Projet de construction OS_4 Avant-projet OS_5 PAP OFEN	2030
Gryнау-Siebnen	<ul style="list-style-type: none"> • Remplacement de la ligne à 220 kV existante par une nouvelle ligne à 380 kV (comblement des lacunes du réseau à 380 kV) • 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 	PAP OFEN	2028
Amsteg-Mettlen AM_1 Lauerz AM_2 Evschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> • AM_1: Swissgrid déplace la ligne hors de la zone de glissement au-dessus de Lauerz (SZ) • AM_2: Swissgrid et les CFF déplacent les lignes à haute tension situées dans la plaine uranaise • 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	2028
Airolo-Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilité de regrouper l'infrastructure dans le second tube du tunnel routier du Gothard Examen de l'enfouissement au niveau du Gothard de la ligne à 220 kV existante Airolo-Mettlen 	Avant-projet	2029

Figure 13 Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 septembre 2020)

La figure 14 présente la durée des phases de projet 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 illustre la situation initiale telle qu'elle se présente sous le régime juridique actuel. Elle 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, car une grande partie de la législation afférente n'est entrée en vigueur qu'au début du mois de juin 2019. Les nouvelles dispositions visent à optimiser et à simplifier les procédures d'autorisation.

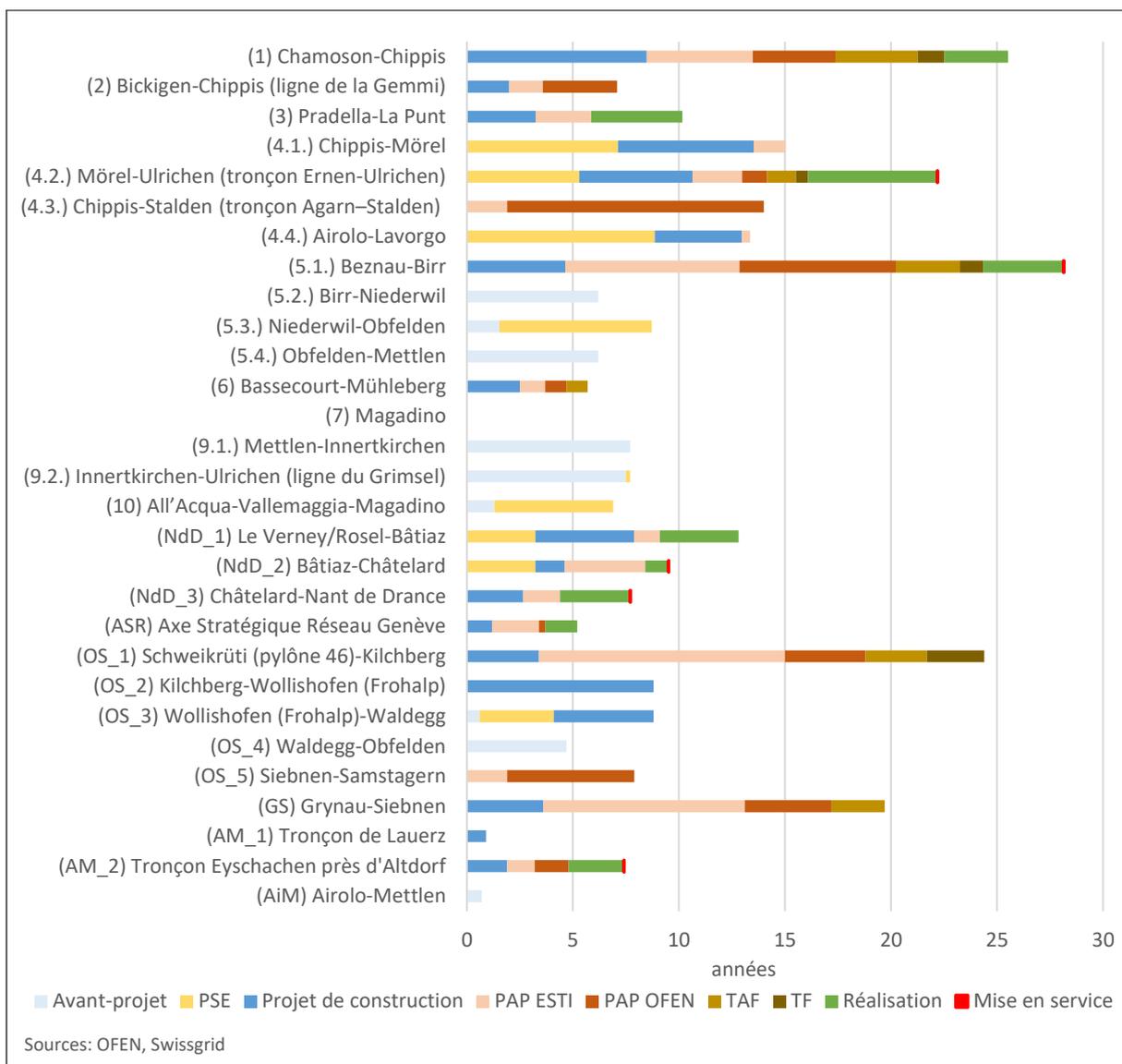


Figure 14 Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 septembre 2020, en années)²²

²² **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 septembre 2020):

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^{er} 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'a reportée à l'été 2022, car l'accès à certaines parcelles destinées à recevoir des pylônes doit encore être clarifié.

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 actuellement 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 terna 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 2023.

4. Chippis-Lavorgo

Le projet de réseau Chippis-Lavorgo devrait entrer en service en 2029. Il se compose de plusieurs projets partiels, dont l'état d'avancement est exposé ci-après:

4.1. Chippis-Mörel

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.

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 le 26 mars 2019. Aucun recours n'ayant été déposé dans les délais auprès du Tribunal fédéral, la décision est entrée en force. La construction a commencé.

4.3. Chippis-Stalden

La demande d'approbation des plans pour le tronçon Agarn-Stalden est en traitement à l'OFEN pour le conducteur supplémentaire (procédure selon l'ancienne réglementation, pas de procédure de PSE). Le plan sectoriel pour la ligne Chippis-Mörel (ligne de la vallée du Rhône) a arrêté en 2012 que le tronçon Chippis-Agarn serait conduit parallèlement dans le corridor de projet pour la ligne de la vallée du Rhône. Le projet concernant le tronçon Chippis-Agarn est actuellement en phase PAP auprès de l'ESTI.

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 2030. 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. Obfelden-Mettlen

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. Si cette décision n'est pas attaquée auprès du Tribunal fédéral, la ligne devrait être mise en service fin 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 est 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 ligne dans la sous-station d'Innertkirchen. La demande de procédure de PSE pour la partie principale de la ligne devrait être déposée ultérieurement.

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. La procédure de PSE concernant la définition du corridor de projet est en cours de réalisation. Compte tenu de sa longueur, le projet a été subdivisé en trois tronçons pour pouvoir être exécuté en étapes claires. La nouvelle ligne à 220 kV devrait entrer en service en 2035. Les lignes qui ne seront plus nécessaires seront ensuite 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. Le troisième et dernier tronçon, à savoir la liaison souterraine *Le Verney/Rosel-Bâtiaz (NdD_1)* est encore

en construction. Sa mise en service est prévue vers 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 fin 2023.

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 a refusé la demande d'effet suspensif le 23 juin 2020. L'échange d'écritures s'est achevé le 25 septembre. 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, 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 2028.

Dans le cadre de sa planification, Swissgrid entend remplacer la ligne aérienne **Airolo-Mettlen** à 220 kV. La planification actuelle du second tube du tunnel routier du Gothard prévoit une galerie technique spécifique, située sous la chaussée en vue du regroupement des infrastructures. En tenant compte des

investissements imputables, Swissgrid examinera si cette variante peut être mise en œuvre. L'enfouissement représente sur ce tronçon une alternative à l'assainissement de la ligne aérienne.

(Sources: OFEN/Swissgrid, 2020 / 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 objectifs²³. 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.

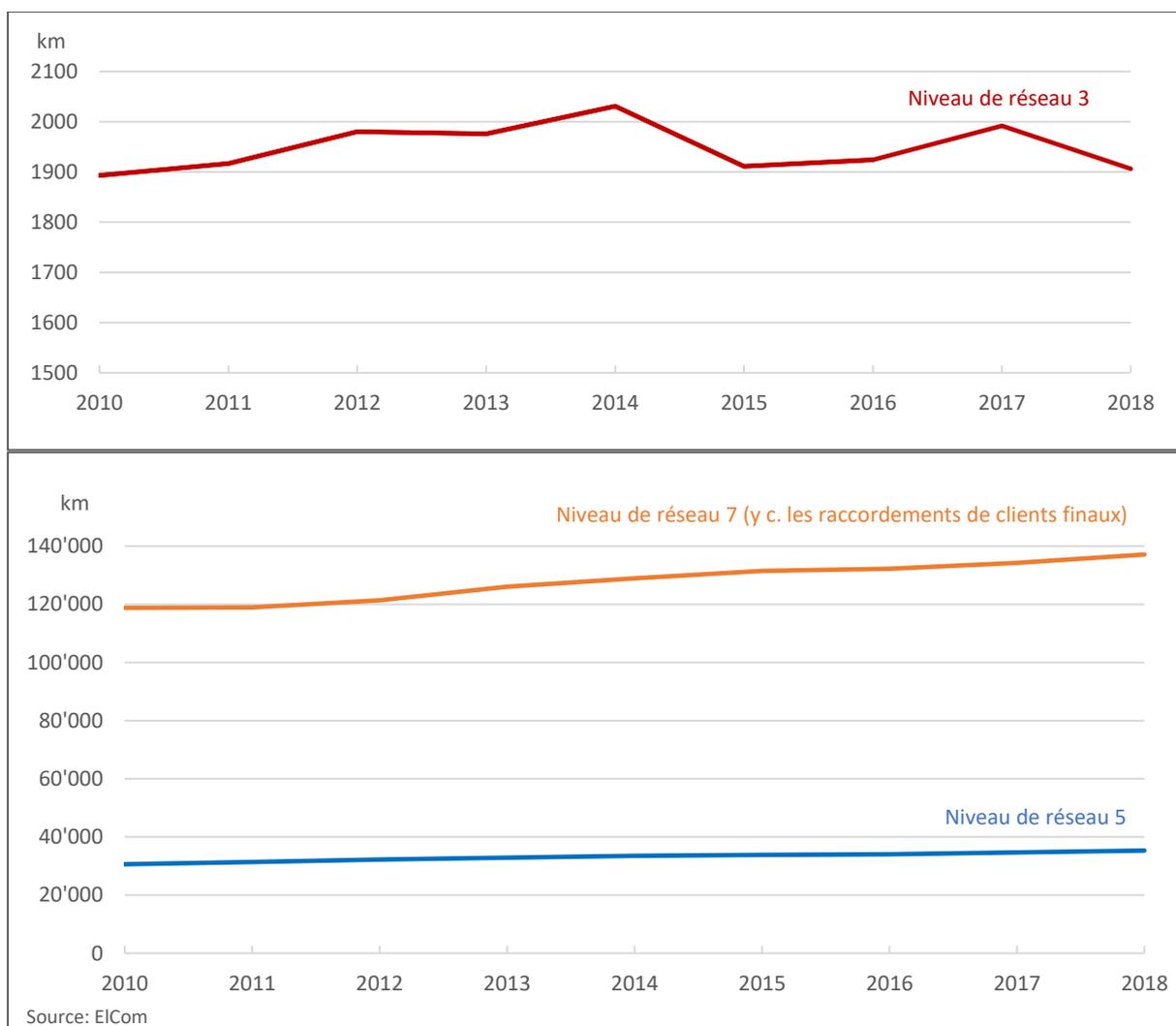


Figure 15 Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

²³ Cf. Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité, publié par l'OFEN: www.bfe.admin.ch.

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, une diminution, dont les raisons restent floues, est observée entre 2014 et 2015 et entre 2017 et 2018. Les trois niveaux de réseau de distribution (lignes aériennes et câbles, raccordement des clients finaux compris) ont une longueur totale d'environ 198 231 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 «Gäbühübel», 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 «Bâtiaz-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. Un autre projet comprend le câblage d'une ligne de transport à 220 kV existante sur une distance de 4,5 km dans le canton de Genève, dans le cadre d'ASR (sources: EICom, 2020a / OFEN/Swissgrid, 2020).

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

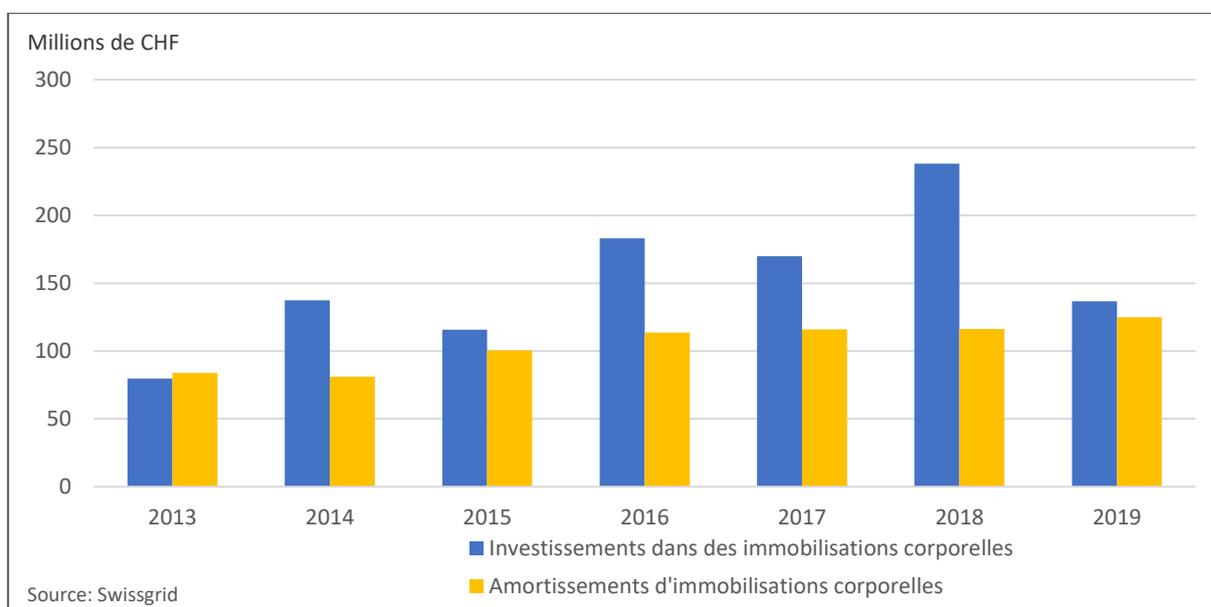


Figure 16 Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport

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 2019, 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. 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). Swissgrid part de l'idée que des investissements d'environ entre 150 millions et 200 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, 2020d).

Investissements dans le réseau de distribution et amortissements

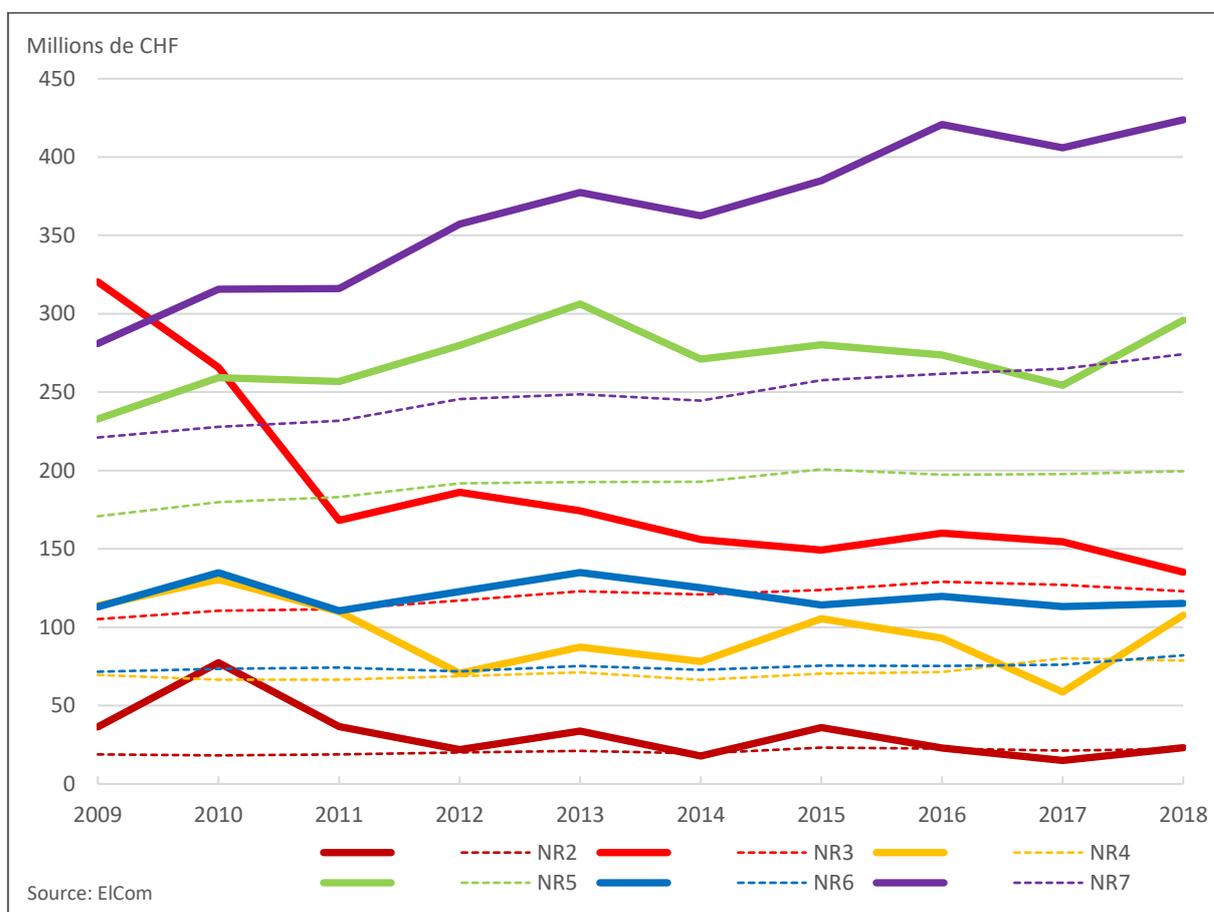


Figure 17 Investissements (en gras) et amortissements (en traitillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)

La *figure 17* montre que les valeurs (nominales) des **investissements** aux niveaux de réseau 5 et 7 ont eu tendance à augmenter entre 2009 et 2018. Sur la même période, les investissements ont reculé au niveau de réseau 3. Il en allait de même pour le niveau de réseau 4 jusqu'en 2017 mais une forte augmentation a été enregistrée en 2018. Durant la période sous revue, les valeurs sont restées relativement stables aux niveaux de réseau 2 et 6.

S'agissant des **amortissements**, on relève une augmentation au niveau de réseau 7, alors qu'ils restent à peu près stables aux autres niveaux de réseau, tout au moins ces dernières années. Les amortissements observés par niveau de réseau sont inférieurs aux investissements (à l'exception des niveaux de réseau 2 et 4 en 2017).

Pour la **somme des niveaux de réseau au cours de la période allant de 2009 à 2018**, les investissements et les amortissements sont restés stables. 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 891 millions de francs à plus de 940 millions de francs. De ce fait, l'excédent d'investissement a baissé, passant d'environ 510 millions de francs à près de 460 millions de francs. 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, 2020a+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. 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, y compris la part de la puissance gérable sur le réseau (flexibilité).

Compteurs intelligents (smart meters)

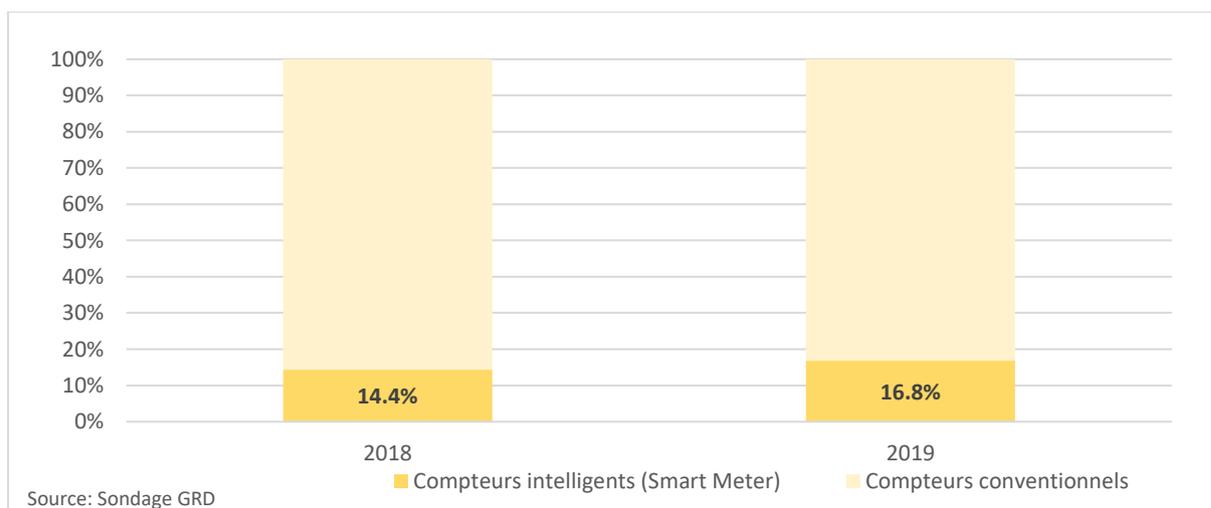


Figure 18 Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels²⁴

²⁴ L'enquête a été réalisée pour la première fois en 2019 avec des données sur l'année de livraison 2018. Elle a ensuite été remaniée, car les données 2018 n'étaient pas encore suffisamment solides, à l'exception de celles sur les compteurs intelligents.

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 utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré. D'après les informations des gestionnaires de réseaux de distribution, environ 944 220 compteurs intelligents ont été installés et utilisés comme tels en 2019 en Suisse. Cela représente à peine 17%, comme le montre la *Figure 18* (2018: 14%; source: GRD, 2020).

Outils de régulation de la tension (transformation)

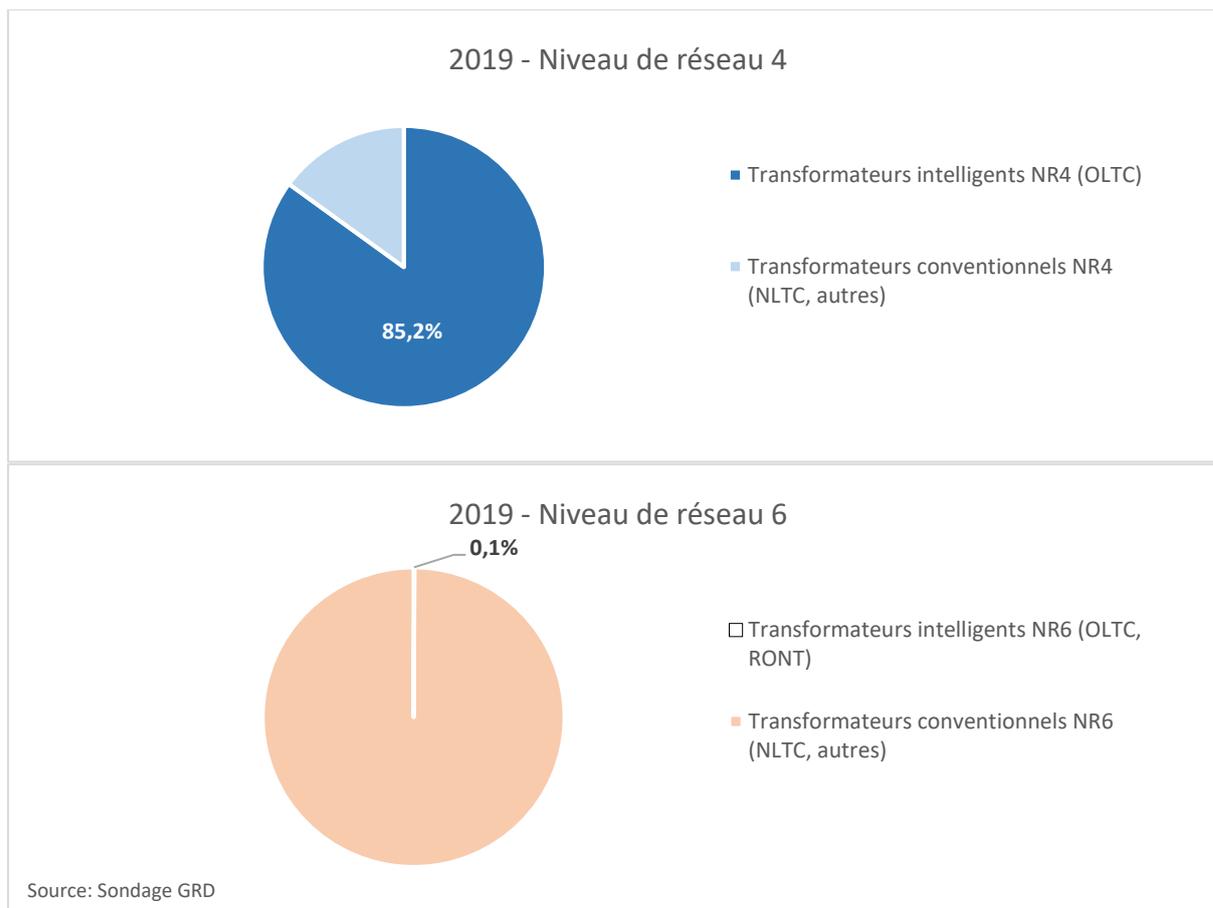


Figure 19 Développement des transformateurs réglables avec régulation de la tension en charge

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, comme

Sauf pour ces derniers, le monitoring ne publie donc que des données à partir de 2019 qui n'ont pas toutes pu faire l'objet d'une plausibilisation.

l'indique la *figure 19*. Ils jouent encore un rôle subalterne sur le niveau de réseau 6, 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, 2020).

Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)

Type d'installation	État au 31.12.
Nouveaux systèmes de commande au service du réseau chez les consommateurs d'électricité (NR7)	100 904 installations
Systèmes conventionnels de télécommandes centralisées chez les consommateurs d'électricité (NR7)	1 396 404 installations
Nouveaux systèmes de commande au service du réseau chez les producteurs d'électricité (NR7)	3308 installations
<i>Total</i>	<i>1 500 616 installations</i>

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, de nouveaux systèmes de commande au service du réseau chez les consommateurs d'électricité et des systèmes conventionnels de télécommandes centralisées ainsi que, du côté de la production, de nouveaux systèmes de commande 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*, les systèmes conventionnels de télécommandes centralisées prédominent chez les consommateurs d'électricité. Un nombre bien plus faible de nouveaux systèmes de commande est utilisé chez les producteurs d'électricité (source: GRD, 2020).

Champ thématique Sécurité de l’approvisionnement

La Stratégie énergétique 2050 vise à garantir sur le long terme le niveau jusqu’ici élevé de la sécurité de l’approvisionnement énergétique. La sécurité de l’approvisionnement est 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. Dans une perspective d’ensemble, le monitoring observe des indicateurs – la répartition entre les agents énergétiques (diversification) et la dépendance vis-à-vis de l’étranger – qui révèlent des aspects importants de l’évolution de la sécurité de l’approvisionnement. Celle-ci 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: d’une part, du côté de la consommation, la répartition de la consommation énergétique finale par agents énergétiques; d’autre part, du côté de la production, le domaine de l’électricité est examiné de plus près en ventilant la production d’électricité par agents énergétiques. Les fluctuations annuelles peuvent être causées par les conditions météorologiques ou par la situation économique. Elles peuvent aussi révéler la bonne substituabilité des agents énergétiques. La *figure 21* fournit une vue d’ensemble du mix énergétique depuis 2000 sous l’angle de la consommation finale d’énergie.

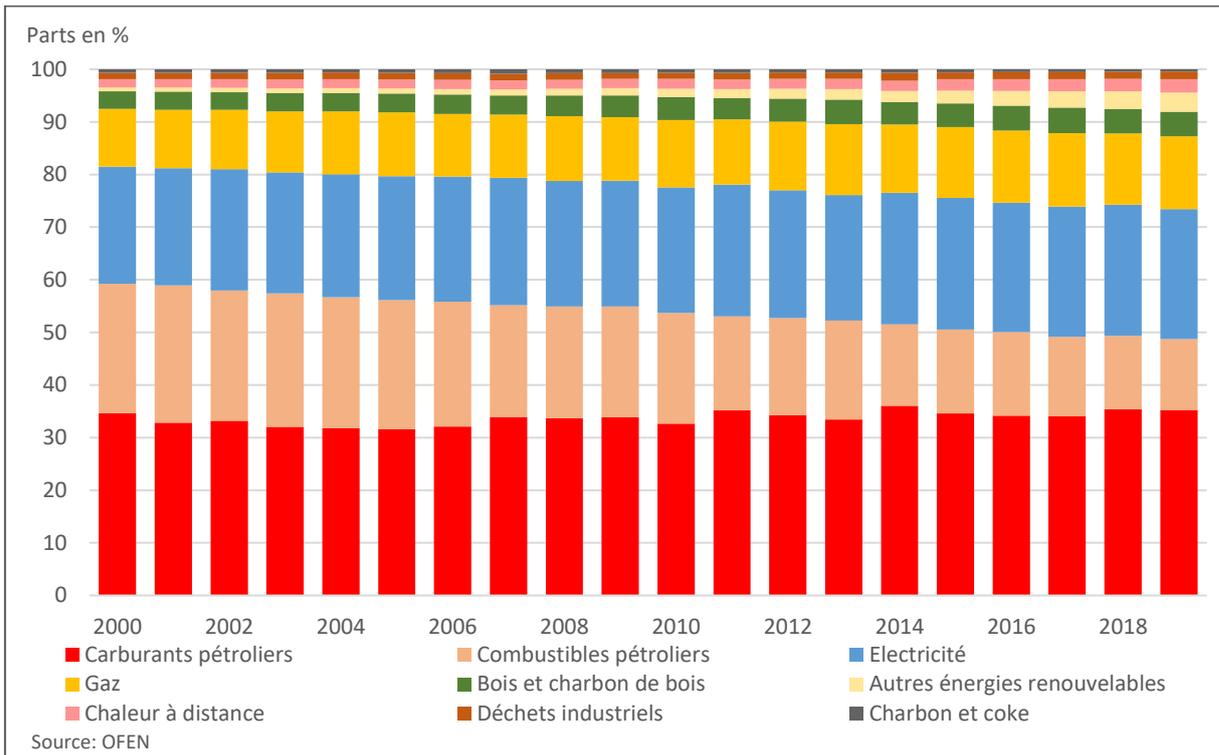


Figure 21 Diversification de l’approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

La *figure 21* montre qu’à peine la moitié de la consommation finale d’énergie en 2019 concernait les produits pétroliers (combustibles et carburants, y compris les carburants d’aviation pour le trafic aérien international). La consommation d’électricité représente environ un quart de la consommation finale totale d’énergie et celle du gaz, environ 14%. La part des produits pétroliers a baissé de 10% entre 2000 et 2019, en raison du recul de la consommation de combustibles pétroliers. Le gaz (+2,8%), l’électricité (+2,4%), le bois et le charbon de bois (+1,4%), les autres énergies renouvelables (+2,9%) et la chaleur à distance (+1%) ont vu leurs parts augmenter. Par rapport à l’année précédente, la ventilation 2019 ne présente aucun écart significatif: combustibles pétroliers (-0,4%), carburants pétroliers (-0,1%), gaz (+0,3%), électricité (-0,3%) et énergies renouvelables (+0,2%). Dans l’ensemble, l’approvisionnement énergétique est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité d’approvisionnement de la Suisse (Source: OFEN, 2020a).

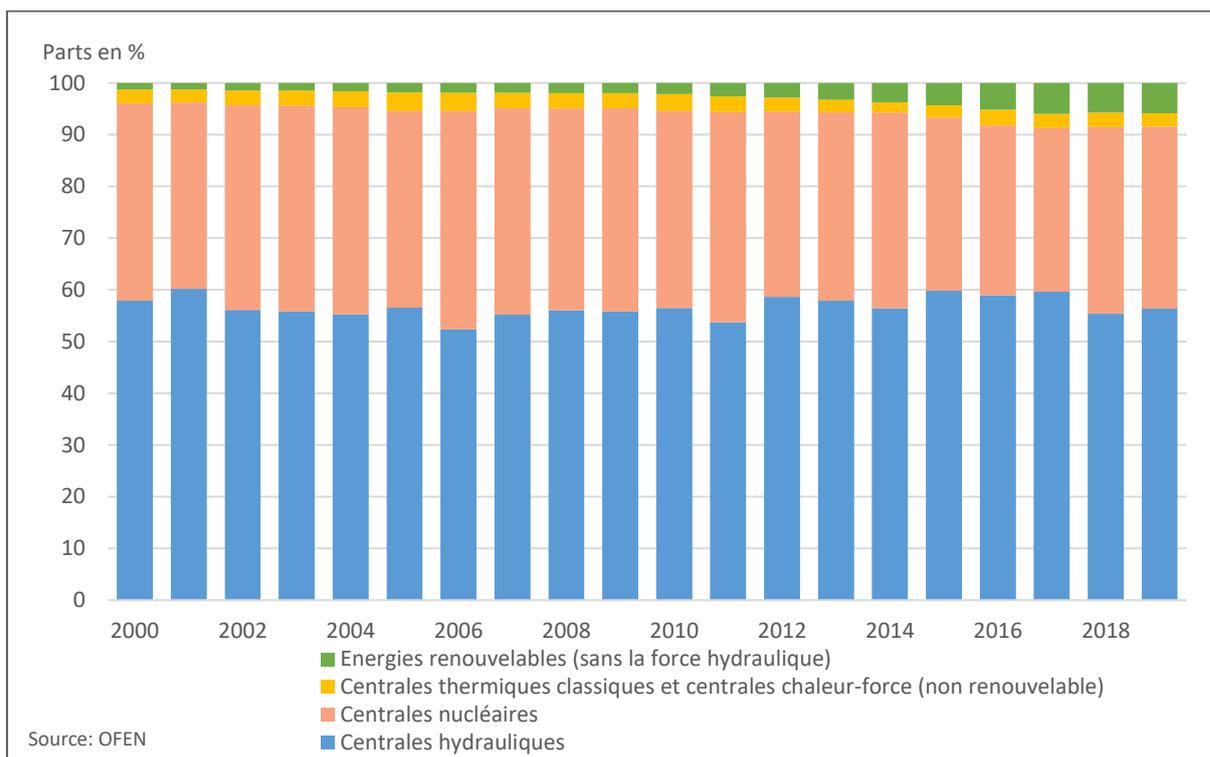


Figure 22 Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques

La *figure 22* illustre comment ont évolué les parts des divers agents énergétiques dans la production électrique. Elle montre que l'électricité produite en Suisse provient pour une part prépondérante des centrales hydroélectriques (env. 56%) et des centrales nucléaires (env. 35%). Ces proportions sont restées relativement stables entre 2000 et 2019 en dépit des fluctuations annuelles. Malgré une disponibilité accrue des installations (2019: 86,9%, 2018: 83,9%), la part de production des centrales nucléaires a diminué (-1%). La mise à l'arrêt de la centrale nucléaire de Mühleberg le 20 décembre 2019 n'a pour l'instant eu que peu d'impact sur la part de la production électrique issue des centrales nucléaires. Dans l'intervalle, la proportion de la production électrique issue des nouvelles énergies renouvelables a augmenté (2019: env. 6%). 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, 2020a+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 nucléaires²⁵) 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.

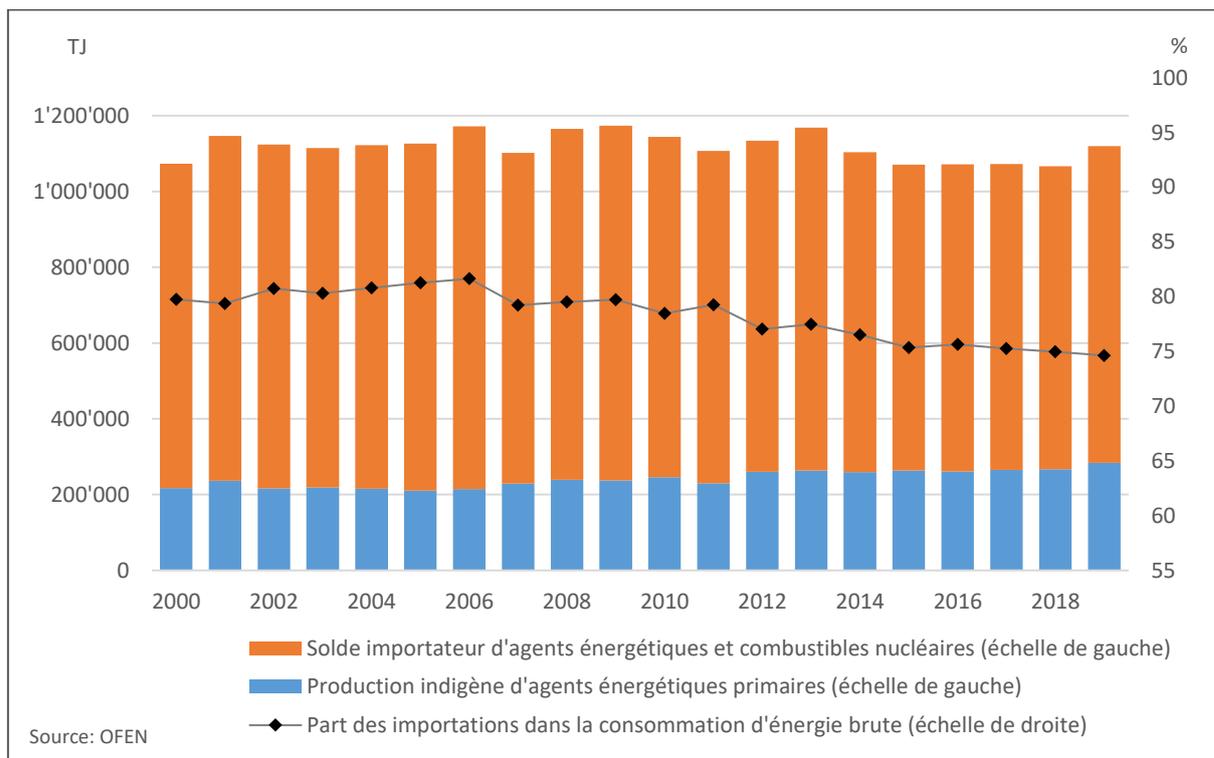


Figure 23 Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

La *figure 23* montre une tendance à la hausse du solde importateur entre 2000 et 2006, puis une tendance à la 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, elles ne comprennent donc pas d'énergies renouvelables. 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 2019, elle était de 74,6% (75,0% en 2018, 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, de la part assez élevée des installations bicom bustibles et de la possibilité d'importer du gaz depuis l'Italie grâce au flux inversé (*reverse flow*; *cf. chap. Sécurité de l'approvisionnement*

²⁵ 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%.

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 2020a / OFS/OFEV/ARE, 2020).

Sécurité de l'approvisionnement en électricité

La sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse revêt une signification particulière eu égard à la sortie progressive de l'énergie nucléaire dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et à la décarbonisation à plus long terme du système énergétique. Le monitoring de la Stratégie énergétique 2050 renvoie tout d'abord à des études actuelles, 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'EICOM, et d'autres sources. Enfin, 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.

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, sont eux aussi importants pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. En outre, le pays très interconnecté qu'est la Suisse dépend 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. En 2017, l'École polytechnique fédérale de Zurich (EPFZ) et l'Université de Bâle ont mené pour la première fois cette analyse à l'échelle de la Suisse jusqu'en 2035 sur mandat de l'OFEN. L'analyse a été mise à jour en 2019 en rallongeant son **horizon temporel** de cinq ans, soit **jusqu'en 2040**, et publiée début 2020. 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 délestage²⁶ 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 limitation des possibilités d'importation en Suisse n'influent guère sur l'état de l'approvisionnement. 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 de capacités locales reposant sur les énergies renouvelables suisses peut 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*. Dans tous les scénarios, la Suisse est tributaire des importations pour couvrir sa demande totale, tandis

²⁶ 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.

que la force hydraulique helvétique est surtout tournée vers les exportations. Par conséquent, les capacités d'échange avec les pays voisins sont décisives. Dans les modèles qui reproduisent la capacité des réseaux conformément à leurs possibilités physiques, celles-ci sont plus que suffisantes pour les besoins de la Suisse en matière d'échange. 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*. Cette dernière 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. Les enseignements tirés des études sur l'adéquation du système effectuées en 2019 et en 2017 montrent que la participation de la Suisse au négoce transfrontière de l'électricité en Europe demeure primordiale. Ses capacités au niveau de la force hydraulique lui permettent de réagir à de nombreuses évolutions en Europe sans pour autant devoir craindre des problèmes d'approvisionnement majeurs. 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 (p. ex. hausse sensible de la demande sans adaptation correspondante de l'offre et des capacités requises du réseau) et de prendre les mesures nécessaires. Par ailleurs, lors de la révision de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité, le Conseil fédéral a proposé d'adapter les instruments d'encouragement pour l'électricité issue de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables et de contribuer ainsi aux investissements requis. En outre, une réserve de stockage verra le jour en tant qu'assurance en matière d'énergie pour garantir l'approvisionnement de la Suisse également dans des situations extrêmes imprévues. L'étude 2019 sur l'adéquation du système ne fournit pas encore de conclusion définitive pour la variante de l'électrification. Des études qui tiennent raisonnablement compte d'une décarbonisation complète sur le long terme devront dès lors reproduire au moins les scénarios de développement pour la Suisse et l'Union européenne (UE) jusqu'en 2050, notamment en ce qui concerne le parc de centrales et l'évolution de la demande, les plans de développement du réseau qui seront adaptés en conséquence, ainsi que les nouvelles dynamiques de la demande et les nouveaux paramètres structurels pour les technologies offrant de la flexibilité (sources: Université de Bâle/EPFZ, 2019+2017 / Conseil fédéral, 2020b+c).

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**. 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. 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 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 (source: EiCom, 2020e).

À titre complémentaire, les gestionnaires de réseaux 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 2019 tout en présentant les importations physiques.

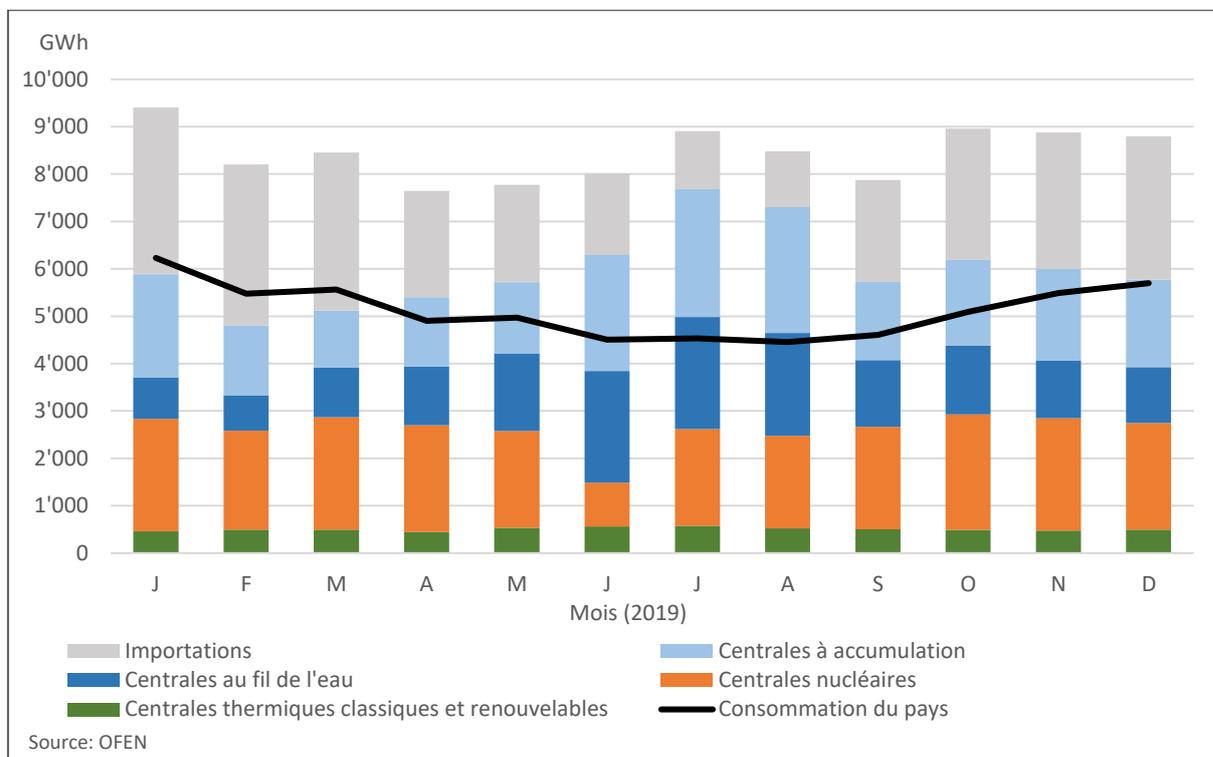


Figure 24 Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2019

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 2019, 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 également pendant les trimestres d'hiver et par la disponibilité accrue de celle de Leibstadt. La sortie progressive de l'énergie nucléaire devrait tendre à accroître le besoin d'importation d'électricité au semestre d'hiver. Mais la Suisse est très bien reliée au réseau européen de l'électricité et elle dispose de grandes capacités de réseau aux frontières avec ses pays voisins (cf. *indicateurs de la capacité d'importation et de l'adéquation du système*). Au demeurant, la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer la production électrique renouvelable et la force hydraulique tout en réduisant la consommation d'électricité. En outre, dans le cadre de la révision de la loi sur l'énergie et de de la loi sur l'approvisionnement en électricité en cours, le Conseil fédéral envisage d'autres mesures visant à assurer la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme (sources: OFEN, 2020c / Conseil fédéral, 2020b+c+2018).

Capacités d'importation

En raison de sa position au cœur de l'Europe, la Suisse est très 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 son approvisionnement en 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.

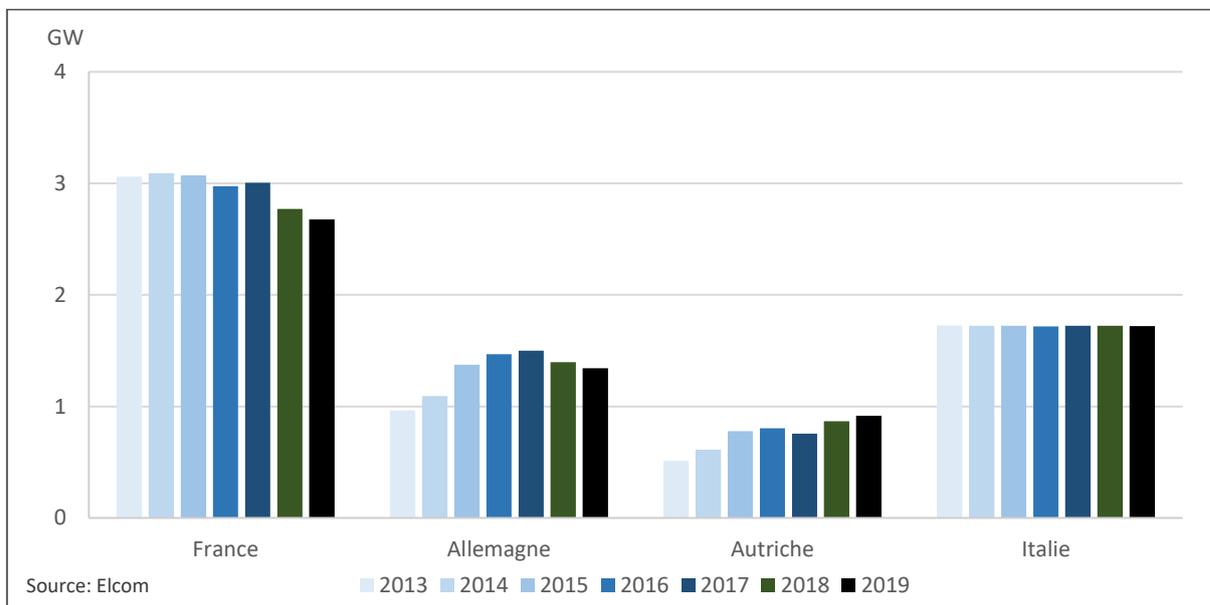


Figure 25 Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)

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). Les flux d'électricité non planifiés croissants contribuent à faire baisser les valeurs moyennes à la frontière nord (Autriche, Allemagne, France) depuis 2018. La capacité d'importation en provenance de France et d'Allemagne a ainsi continué à diminuer en moyenne en 2019, mais cette baisse a été partiellement 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 relativement stable. Jusqu'à présent, dans des situations normales, celle-ci est 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 (source: EICOM 2020a).

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%.

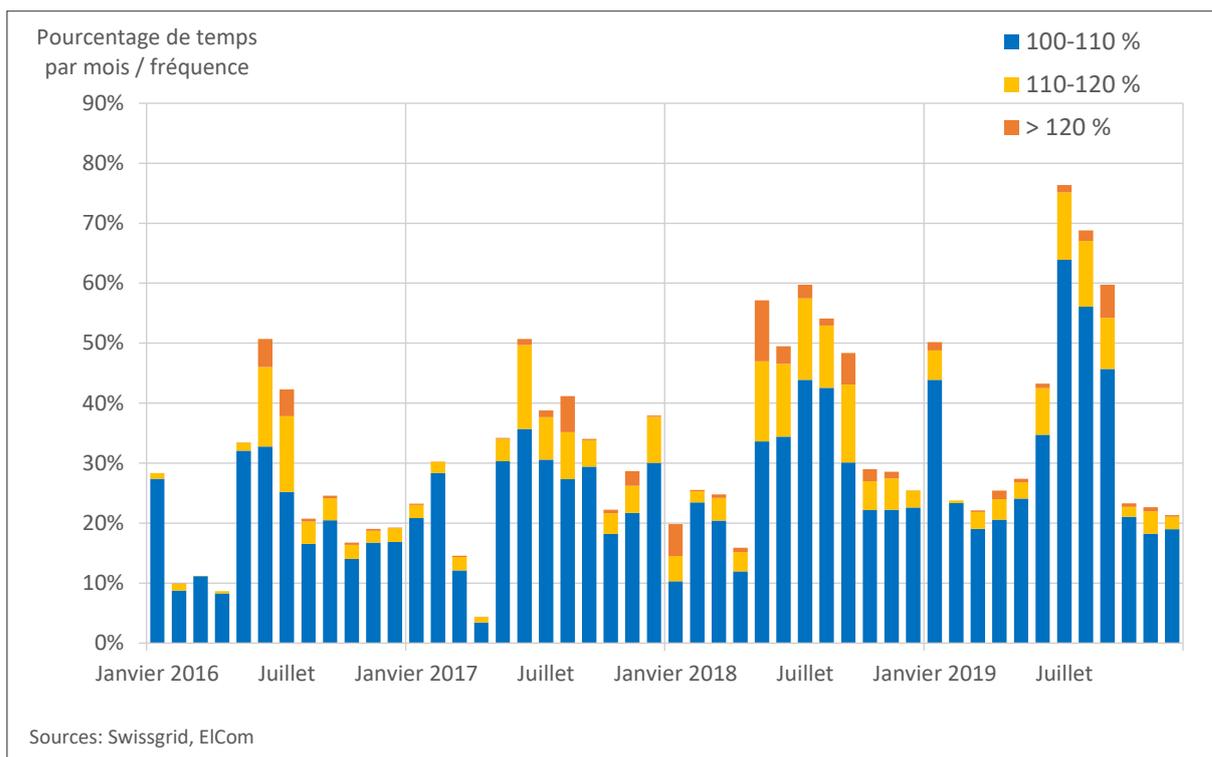


Figure 26 Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport

La figure 26 présente la charge simulée du réseau depuis 2016 en situation N-1. Les valeurs de sollicitation maximales des éléments restants du réseau en cas de défaillance potentielle s'inscrivent pour la plupart dans la catégorie 100-110%. 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, FR, 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: ElCom, 2020d).

Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau

L'ElCom 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.

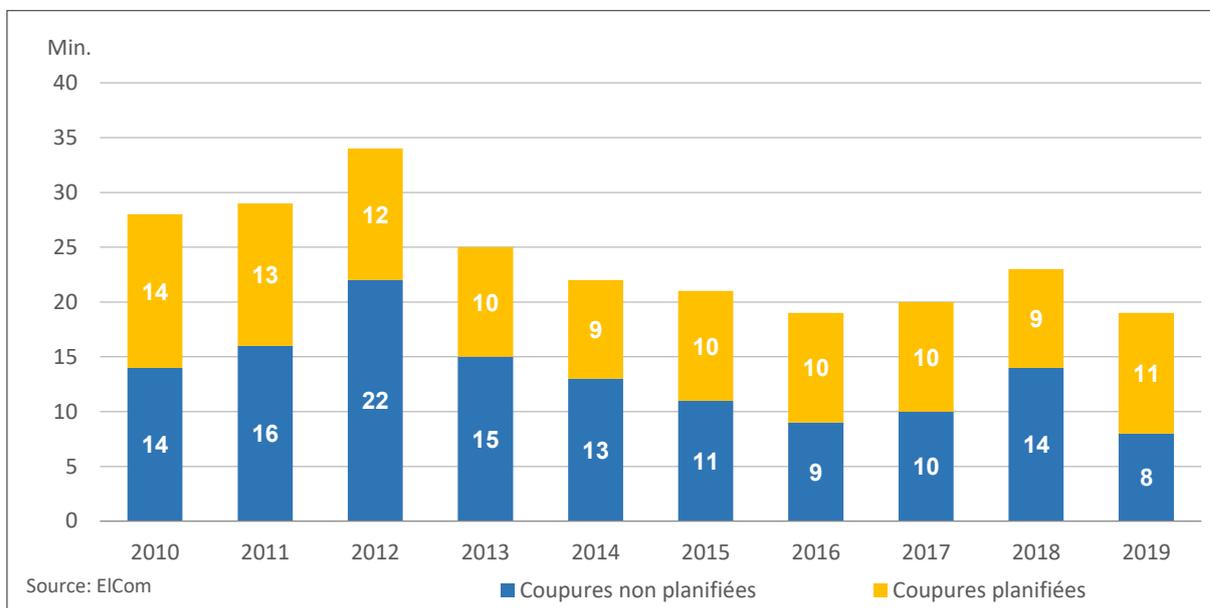


Figure 27 Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI)

En 2019, en Suisse, la durée moyenne d'interruption par consommateur final a de nouveau baissé au niveau de 2016 et a été globalement de 19 minutes (cf. *figure 27*). Par rapport à l'année précédente, la qualité d'approvisionnement s'est améliorée de quatre minutes. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures planifiées était meilleure que celle de l'année précédente et s'inscrivait à onze minutes par consommateur final. Cette augmentation est principalement due aux travaux de maintenance sur une ligne à haute tension qui ont privé de nombreux consommateurs finaux pendant une longue durée. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures non planifiées est cependant tombée à 8 minutes et a atteint sa meilleure valeur depuis le début des mesures en 2010. L'amélioration en 2019 par rapport à 2018 est de 6 minutes. Sur le long terme, on a observé au cours des dix 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. 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 Europe²⁷ (sources: ECom, 2020a+c).

²⁷ Cf. «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply» 54/108

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). Depuis 2013, la Suisse est invitée de manière ad hoc, mais régulièrement aux séances du 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)²⁸. 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 pays²⁹. Au besoin (p. ex. en cas de perturbation de l'approvisionnement en gaz naturel), le passage au mazout des installations bicomcombustibles permet de réduire de manière significative la capacité de transport ou la consommation de gaz en un court laps de temps afin de continuer à garantir l'approvisionnement en gaz des autres consommateurs³⁰. 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. 61*), 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.

²⁸ 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 préventif et d'urgence. Elle continue cependant à suivre les activités dans ce domaine.

²⁹ 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.

³⁰ En Suisse il n'existe pas de clients protégés au sens du règlement UE n°2017/1938.

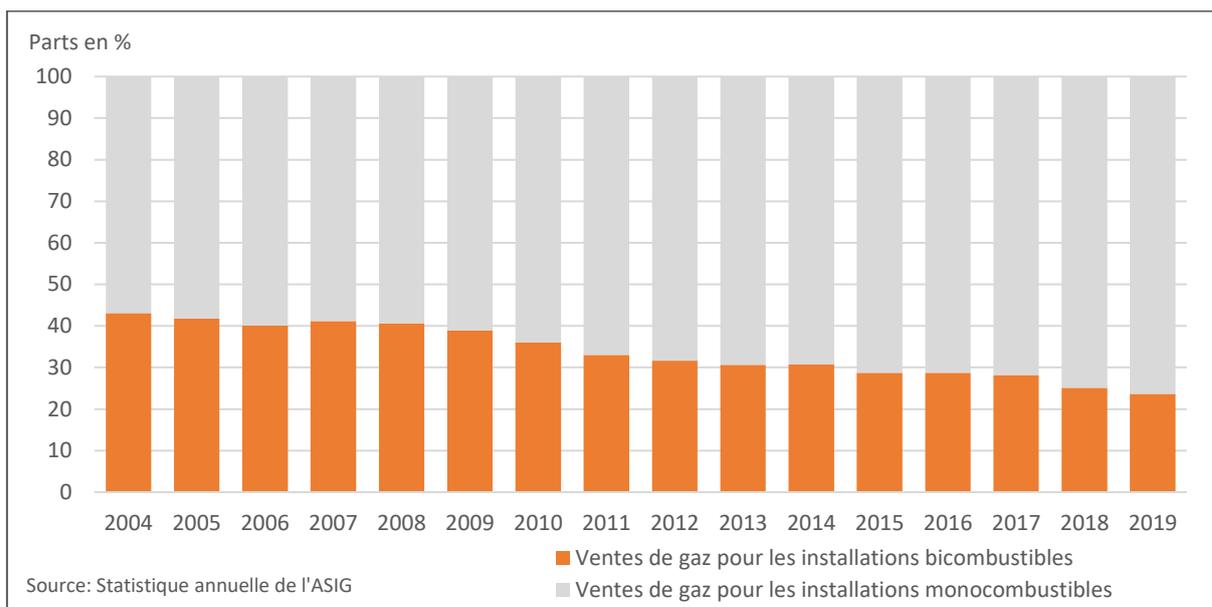


Figure 28 Ventes de gaz pour les installations mono- et bicomcombustibles (parts en%)

Actuellement, à peine 24% de la consommation annuelle de gaz en Suisse peuvent être substitués à court terme par du mazout grâce aux installations bicomcombustibles. Ce potentiel peut toutefois diminuer lors de basses températures, si les clients de gaz naturel dotés d’une installation bicomcombustible sont déjà passés du gaz au mazout en vertu d’une convention contractuelle. La part du gaz vendue en Suisse pour les installations bicomcombustibles est élevée en comparaison mondiale. Mais cette part a diminué ces dernières années, comme le montre la *figure 28*. 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, 2020).

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)³¹. 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.

Période de référence (semestres d'hiver) ³²	N-1 Demande total 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)

La valeur N-1 représente la part de la demande de gaz susceptible d'être couverte par l'infrastructure gazière restante en cas de panne du plus grand point d'injection. 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 est bien plus élevée: 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 parenthèses³³. 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 et de la capacité en gaz (sources: Swissgas et ASIG, 2020 / calculs de l'OFEN).

³¹ 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.

³² 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.

³³ 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.

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 oléoducs³⁴. Des importations s'effectuent aussi par le rail et par camion. La distribution fine à l'intérieur 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.

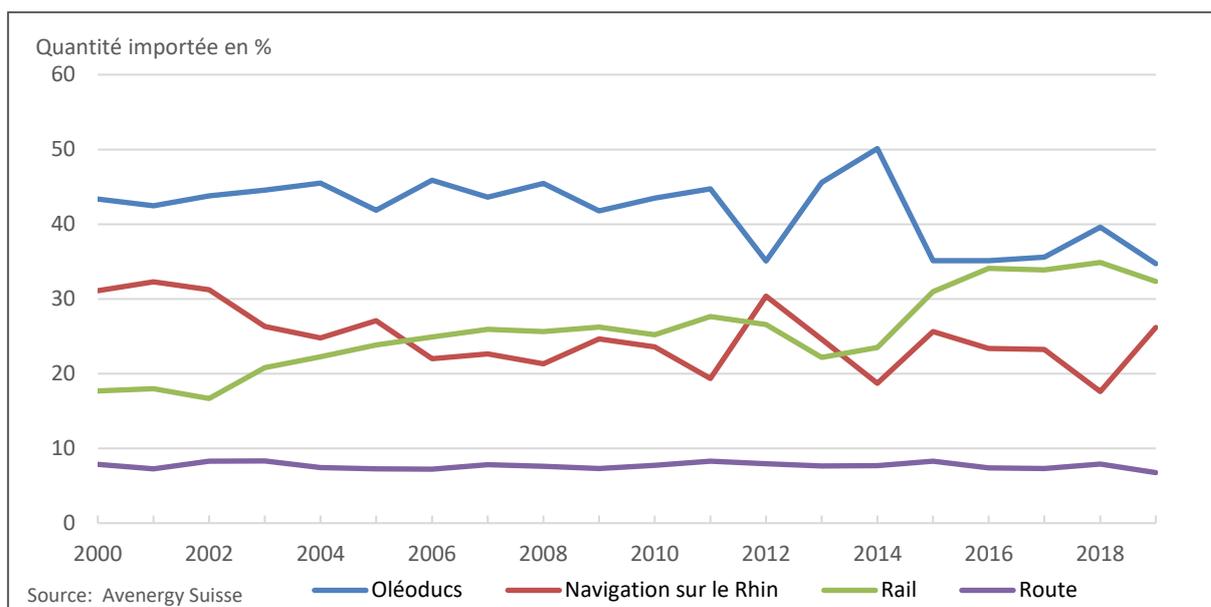


Figure 30 Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %)

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 CO₂. 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

³⁴ 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).

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. En 2019, la situation est revenue à la normale sur le Rhin. En 2019, les parts afférentes aux divers moyens de transport étaient les suivantes: 34,7% pour les oléoducs, 32,3% pour le rail, 26,2% pour la navigation rhénane et 6,8% pour la route (la part de transport aérien est négligeable). Les moyens de transport 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: Avenegy Suisse, 2020, 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 provenance³⁵.

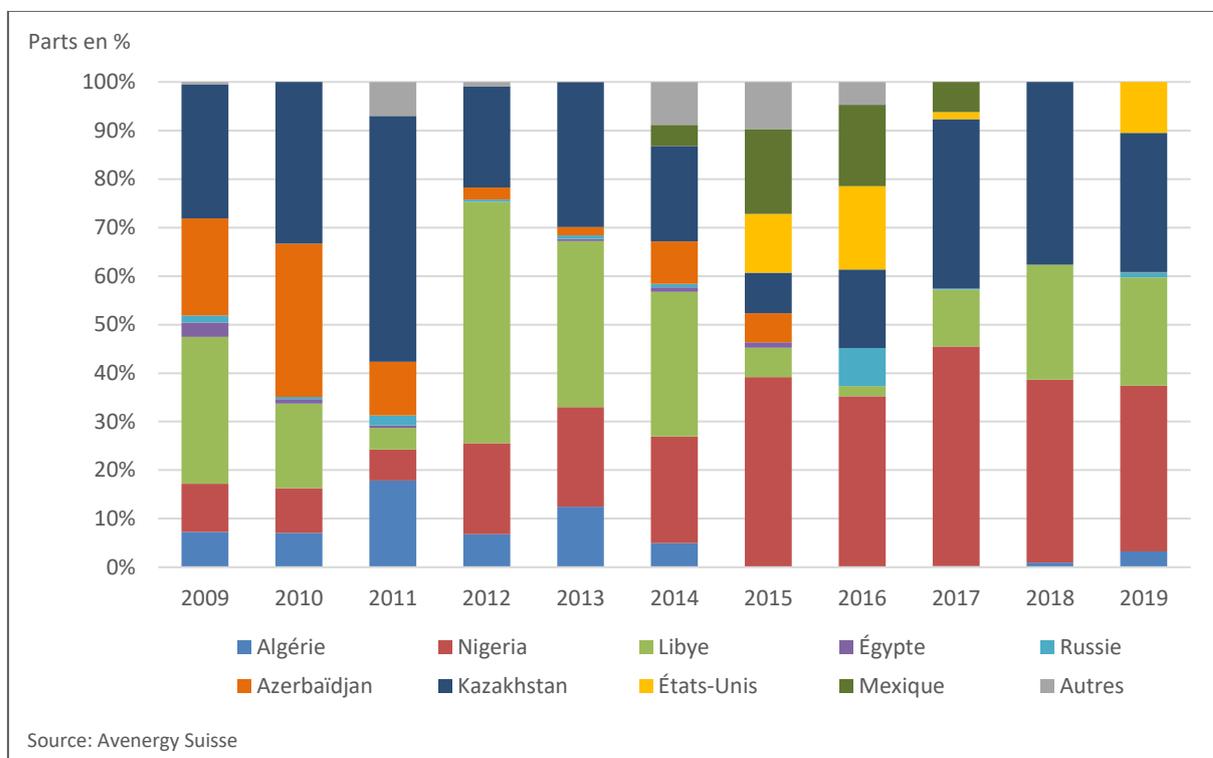


Figure 31 Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)

Le Nigéria, le Kazakhstan et la Libye étaient les principaux fournisseurs de pétrole brut en 2019. Plus de 10% des importations provenaient des États-Unis tandis que des parts plus petites venaient de l'Algérie et de la Russie. En 2019, 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 Nigéria 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 et 2019. Les grands changements survenus dans les importations suisses de pétrole brut montrent la flexibilité de l'approvisionnement sur le marché du pétrole (source: Avenergy Suisse, 2020, OFAE, 2019).

³⁵ 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.

Importations de pétrole brut et de produits pétroliers

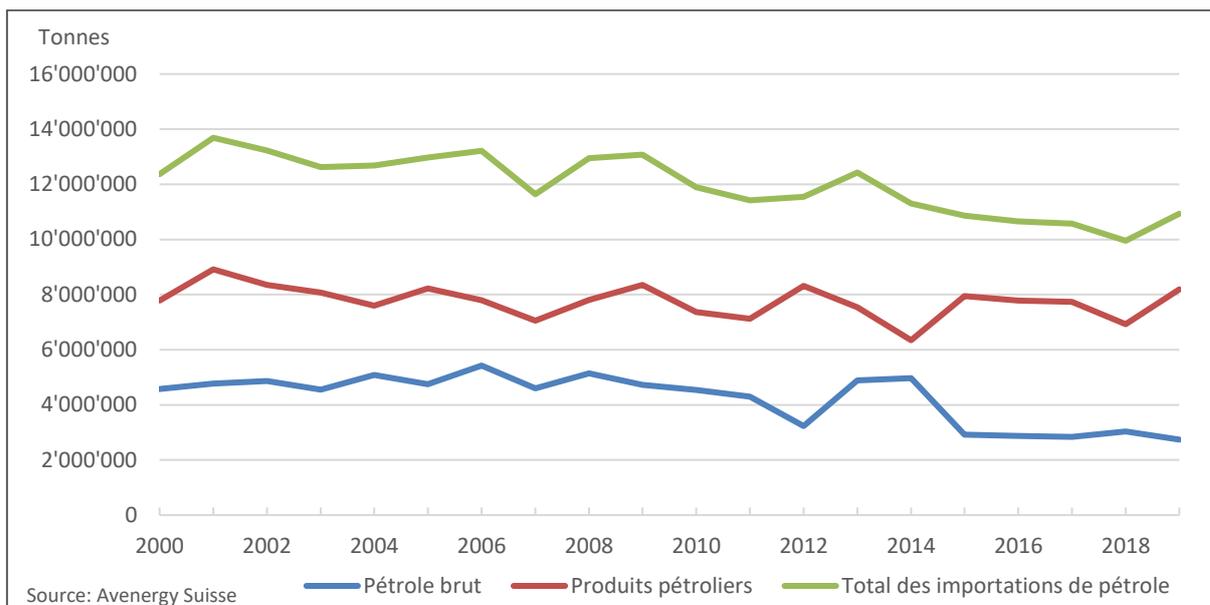


Figure 32 Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières

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 le progrès technologique et par des mesures politiques (étiquette-énergie pour les voitures de tourisme, taxe sur le CO₂ 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. Les importations de pétrole brut ont encore fléchi. 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 (presque 50% 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 2019, 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: Avenergy Suisse, 2020, 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 visée³⁶. Le volume des stocks obligatoires de produits pétroliers et ses variations dépendent par conséquent directement de la consommation indigène.

³⁶ En sa qualité de membre de l'AIE, la Suisse doit pouvoir 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 bicom bustibles: 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.

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 CO₂, 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.

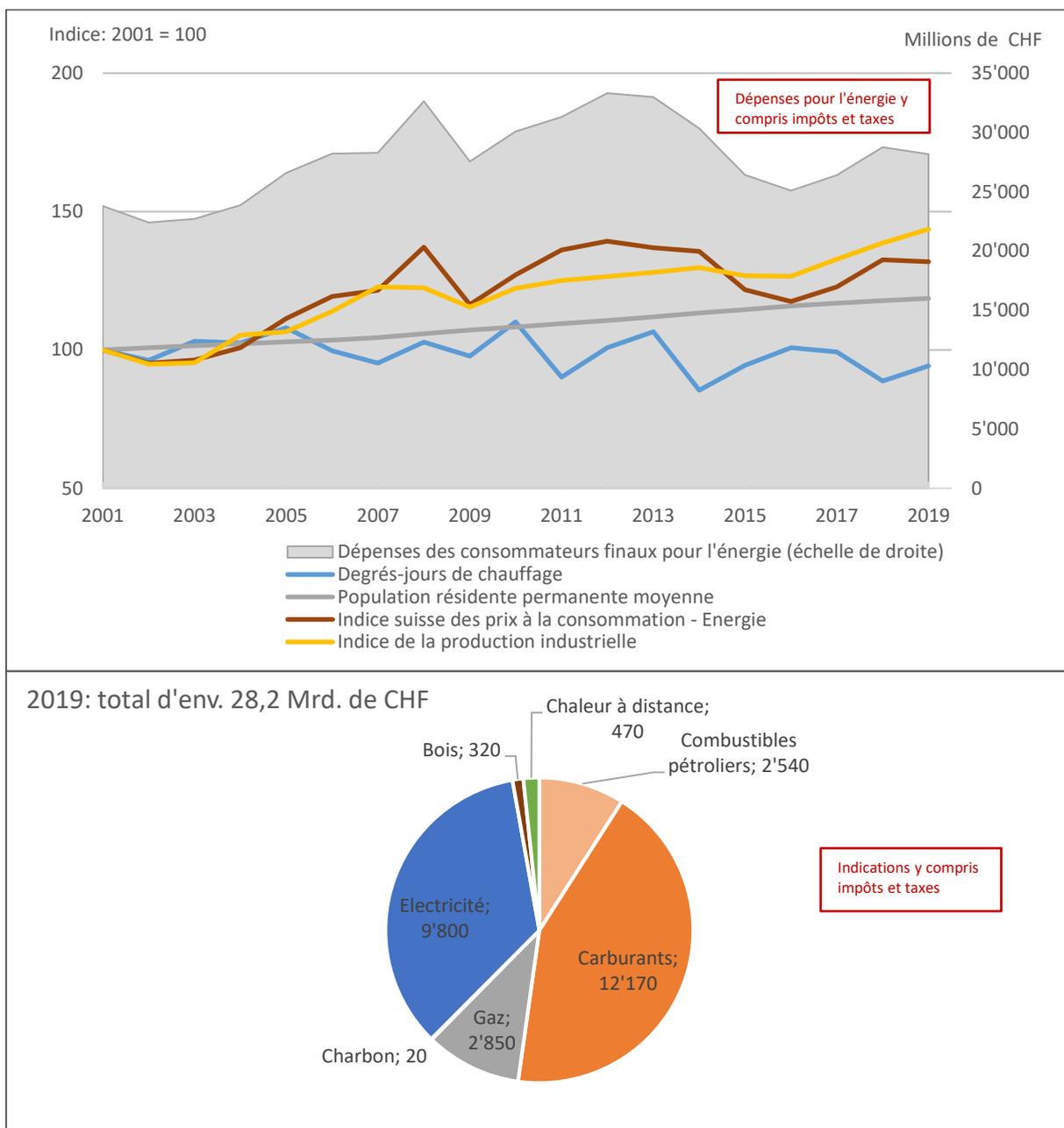


Figure 33 Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés); répartition par agents énergétiques

La *figure 33* présente l'évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie en Suisse. Elles sont passées d'environ 23,8 milliards de francs en 2001 à près de 28,2 milliards de francs en 2019. Environ la moitié de ces dépenses concernent les produits pétroliers, un bon tiers revient à l'électricité, 10% sont pour le gaz, tandis que le reste regroupe les dépenses pour les combustibles solides et la chaleur à distance³⁷. Entre 2001 et 2019, cette évolution correspond en moyenne à une augmentation de 0,9% par

³⁷ 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 CO₂, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée, etc.). En 2018, les impôts et les taxes représentaient, selon une estimation de l'OFEN, 5,24 milliards de francs pour les carburants pétroliers, 1,24 milliard de francs pour les combustibles pétroliers, 2,04 milliards de francs pour l'électricité (hors rémunérations versées pour l'utilisation du réseau) et 0,76 milliard de francs pour le gaz (hors rémunérations versées pour l'utilisation du réseau).

an. Pendant la même période, la production industrielle a progressé de 1,9% par an, tandis que la population croissait de 0,9% par an et que l'indice suisse des prix à la consommation augmentait de 1,5% 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 2019, les dépenses des consommateurs finaux ont légèrement fléchi par rapport à l'année précédente, notamment en raison des baisses de prix. Cependant, l'amélioration de l'efficacité énergétique peut freiner la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (cf. *figure 11 Évolution des intensités énergétique et électrique* (sources: OFEN, 2020a / OFS, 2020)).

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.

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 résultats³⁸. 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, respectivement 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.

³⁸ 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.

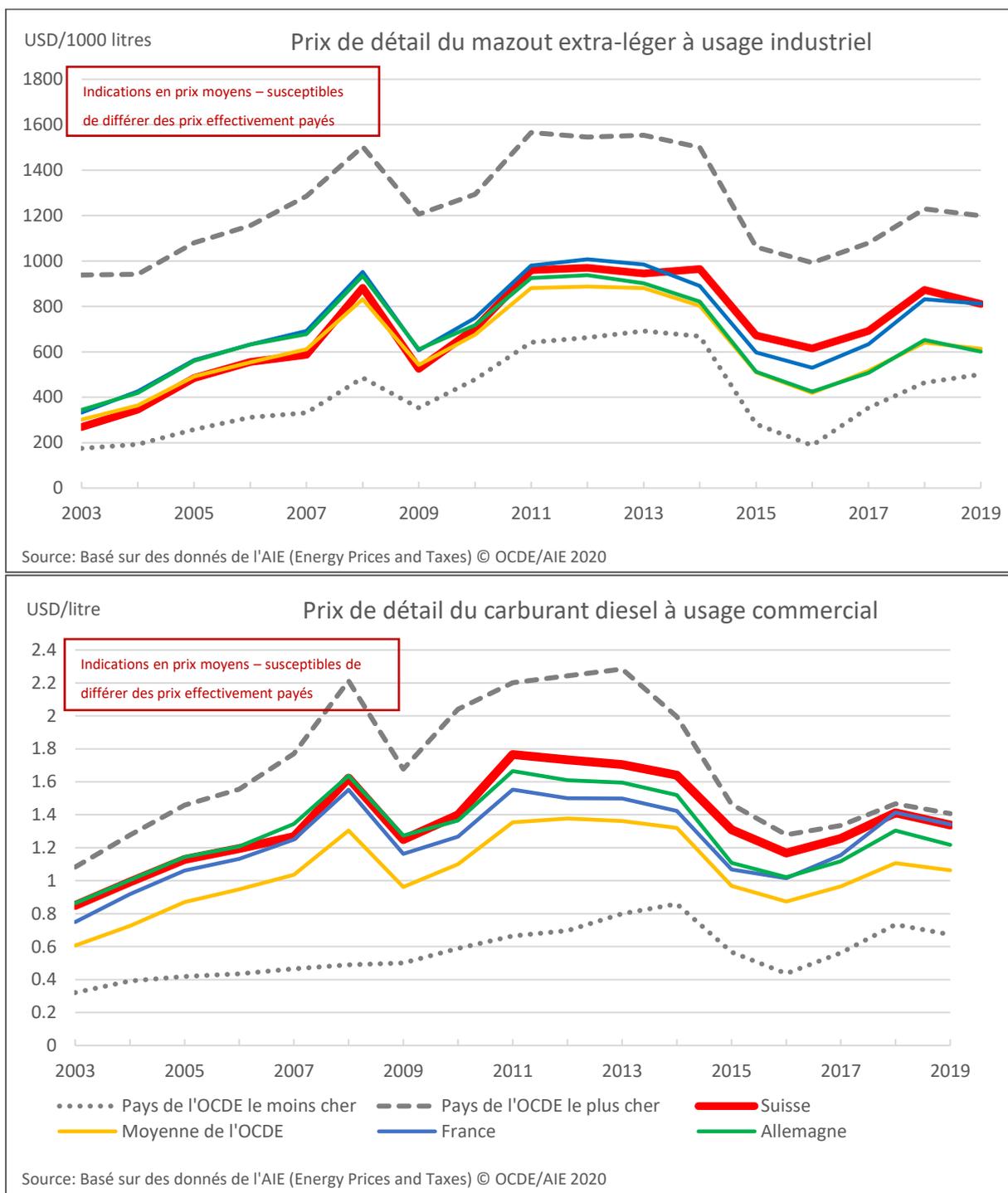


Figure 34 Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)

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 2019 aussi, le prix du **mazout** est supérieur en Suisse à la moyenne de l'OCDE. Par rapport à l'année précédente, il a légèrement diminué tant en Suisse que dans l'OCDE. 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 CO₂, de 12 francs par tonne de CO₂ lors de son introduction en 2008 à 96 francs par tonne de CO₂ 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, la France ayant rattrapé la Suisse en termes 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, 2020a).

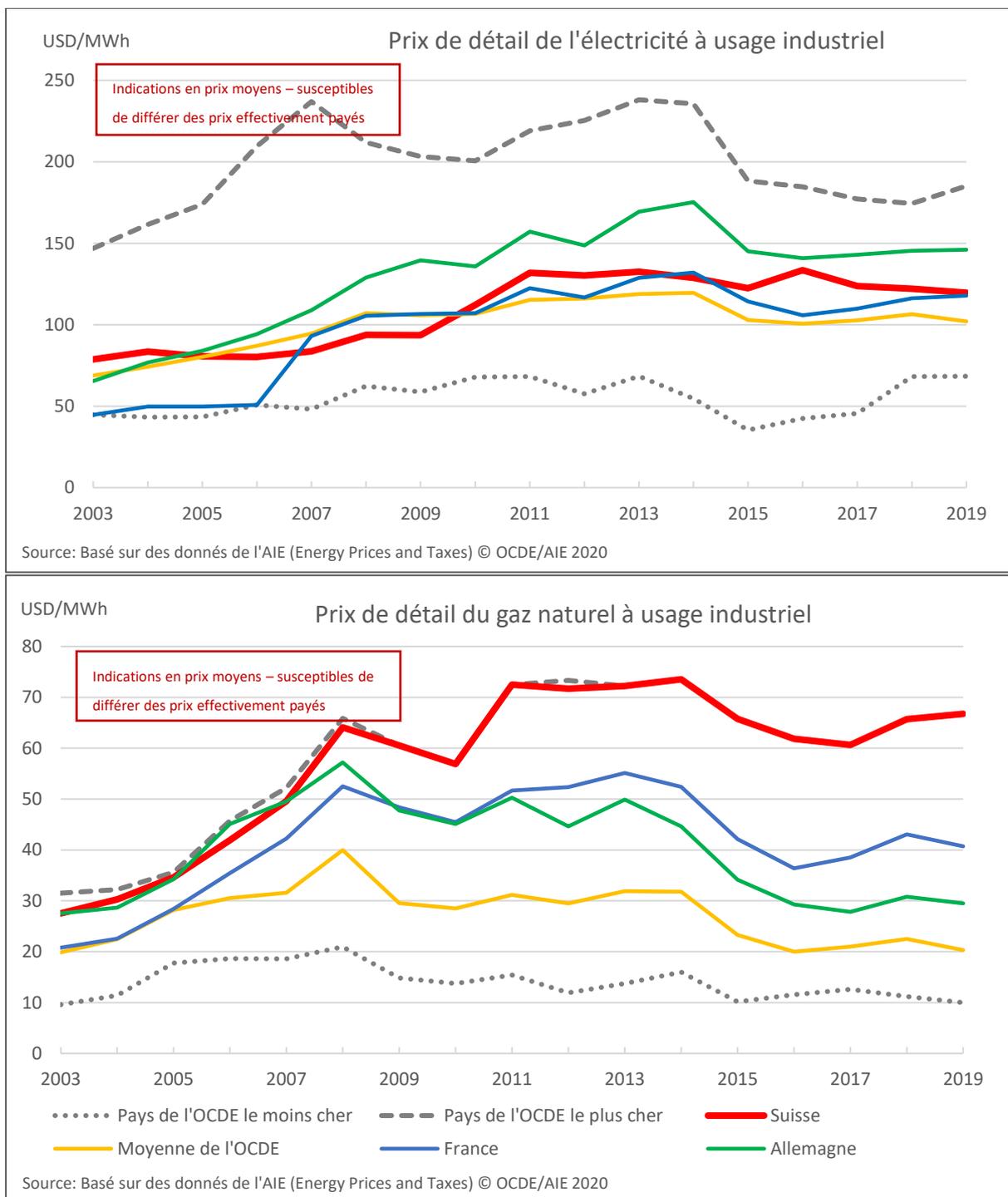


Figure 35 Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

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 l'Allemagne, 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 ou surtout à celui de l'Italie (qui présente le prix de l'électricité le plus élevé durant toute la période). 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 correspondante³⁹. 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 aux autres pays de l'OCDE sont considérables, en particulier par rapport aux États-Unis, le pays où les prix étaient les moins élevés en 2019. Ces différences de prix peuvent s'expliquer de diverses manières: comme mentionné ci-dessus, la taxe sur le CO₂ frappant les combustibles a été relevée, ce qui apparaît dans les chiffres. Dans ce cadre, il faut considérer que certaines entreprises⁴⁰ 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 CO₂ 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 régler 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. Entretemps, 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, 2020a / Conseil fédéral 2019d / COMCO, 2020).

³⁹ Source: EICOM, rapport d'activité 2019, p. 9

⁴⁰ 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 CO₂, 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 CO₂. Les grandes entreprises à forte émission de CO₂ 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).

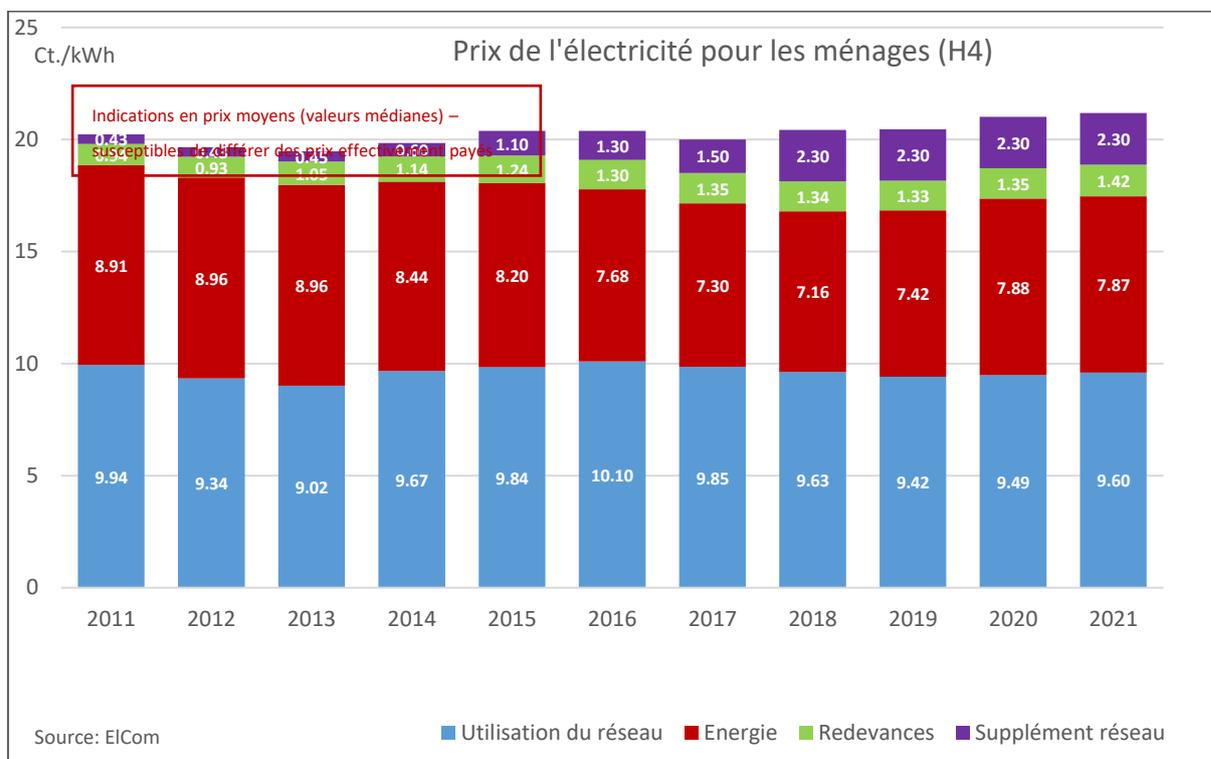


Figure 36 Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)

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 (+0,15 ct./kWh)⁴¹. Cette évolution s'explique par l'augmentation des tarifs d'utilisation du réseau, qui sont passés d'environ 9,49 à près de 9,6 ct./kWh, ainsi que par celle des redevances aux collectivités publiques, qui sont passées de 1,35 à 1,42 ct./kWh. Les prix de l'énergie sont restés stables (légère baisse de 7,88 à 7,87 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, 2020b).

⁴¹ Valeurs 2021: état en septembre 2020. Les gestionnaires de réseau doivent transmettre au préalable à l'Elcom les tarifs de l'année suivante. C'est pourquoi ceux-ci sont intégrés au présent rapport.

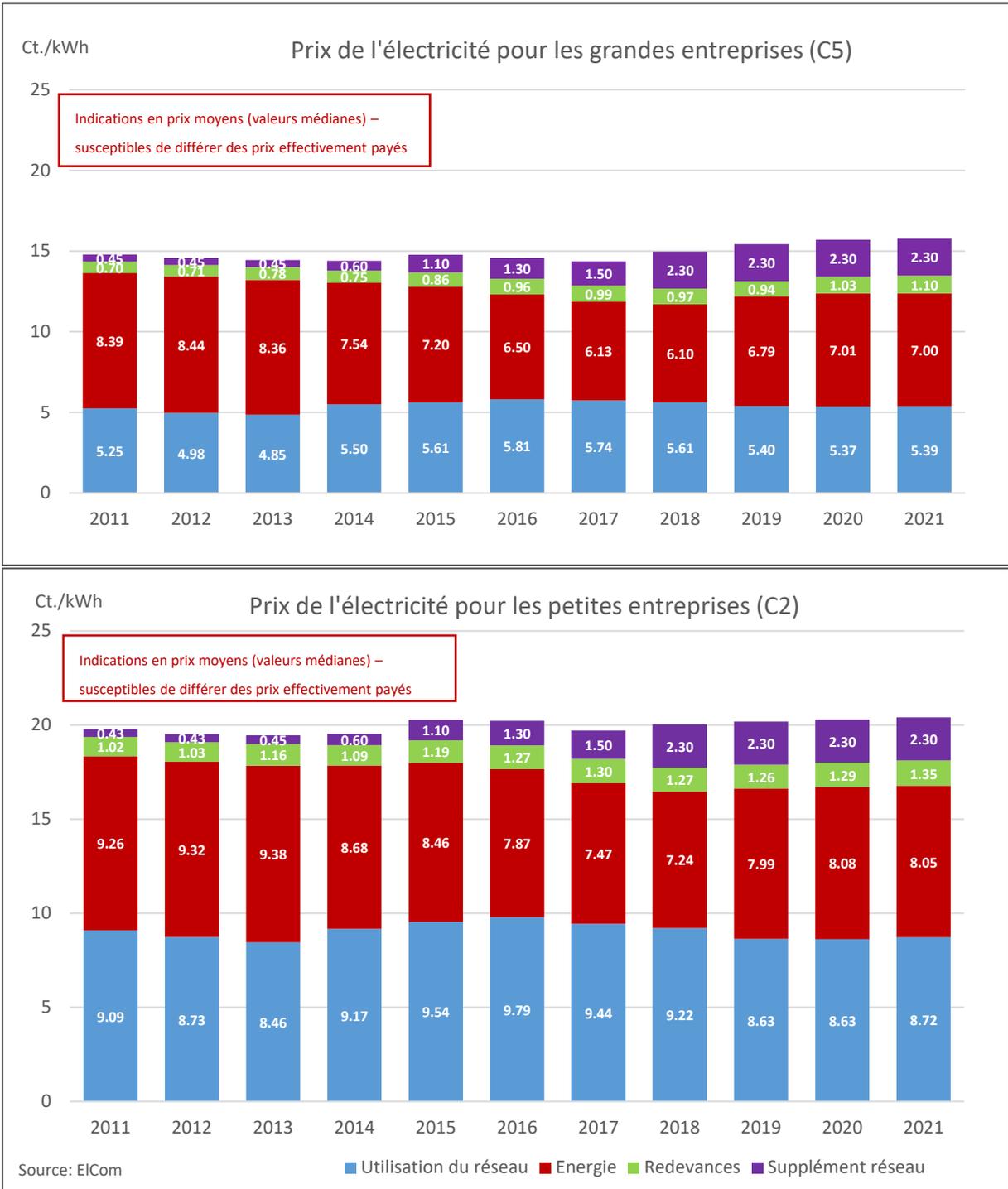


Figure 37 Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)

La *figure 37* présente l'évolution pour les **clients commerciaux et industriels**. Tant les prix de l'énergie que les tarifs d'utilisation du réseau restent stables pour le profil C5 (grandes entreprises dont la consommation annuelle est de 500 000 kWh). Concernant le profil C2 (petites entreprises dont la consommation annuelle est de 30 000 kWh), ces tarifs demeurent presque stables, mais les prix de l'énergie fléchissent légèrement par rapport à 2020. Les redevances augmentent légèrement et le supplément réseau ne varient pas pour ces deux profils. Au total, ceux-ci affichent des tarifs de l'électricité stables en 2021 par rapport à 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 2020, quelque 69% des grands consommateurs s'approvisionnaient sur le libre marché et consommaient environ 81% de l'électricité librement commercialisable. Le bas niveau des prix de l'électricité en bourse a continuellement conforté la tendance vers le libre marché. 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 2018, 169 entreprises ont obtenu un tel remboursement sur la base des suppléments qu'elles avaient payés durant l'exercice précédent (sources: EICom, 2020a+b / OFEN, 2020f).

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 CO₂) 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 Carbura 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).

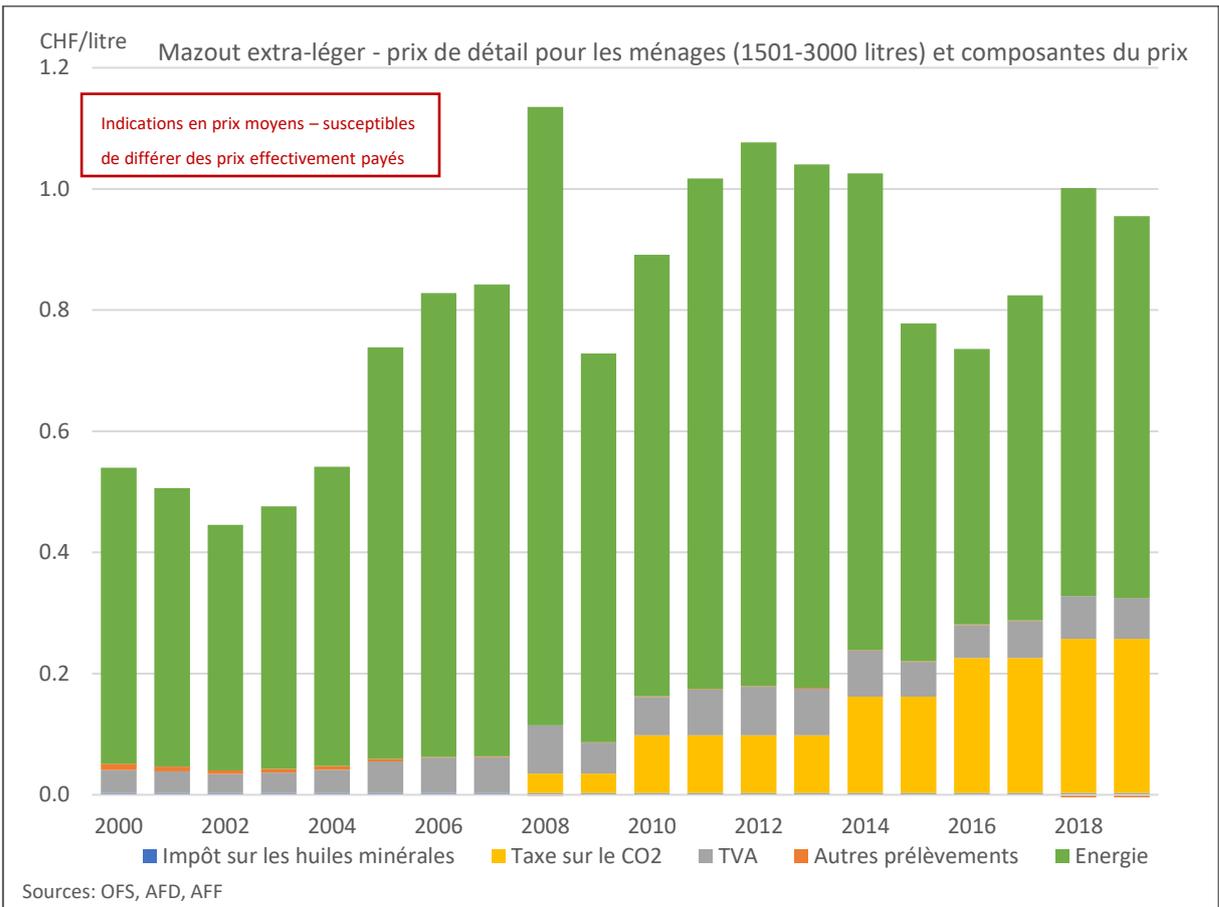


Figure 38 Mazout extra-léger: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres)

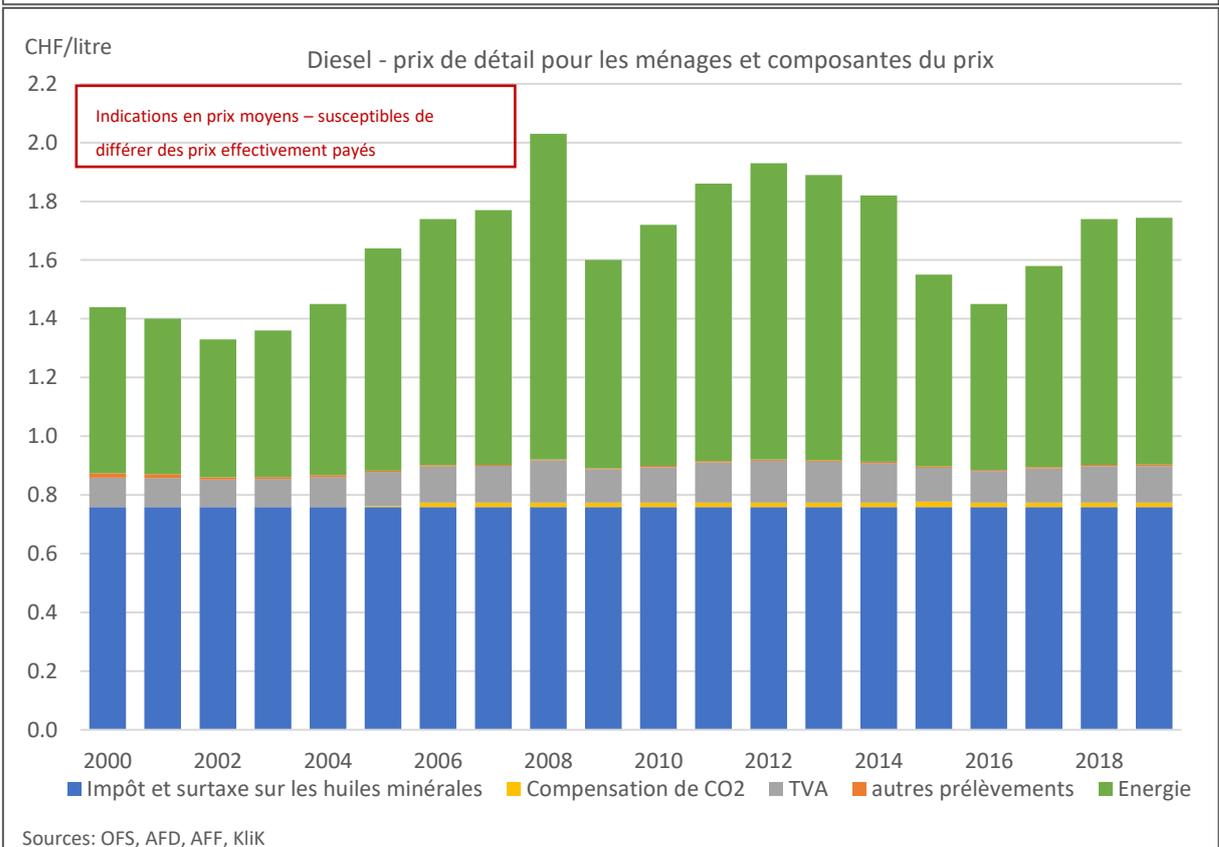
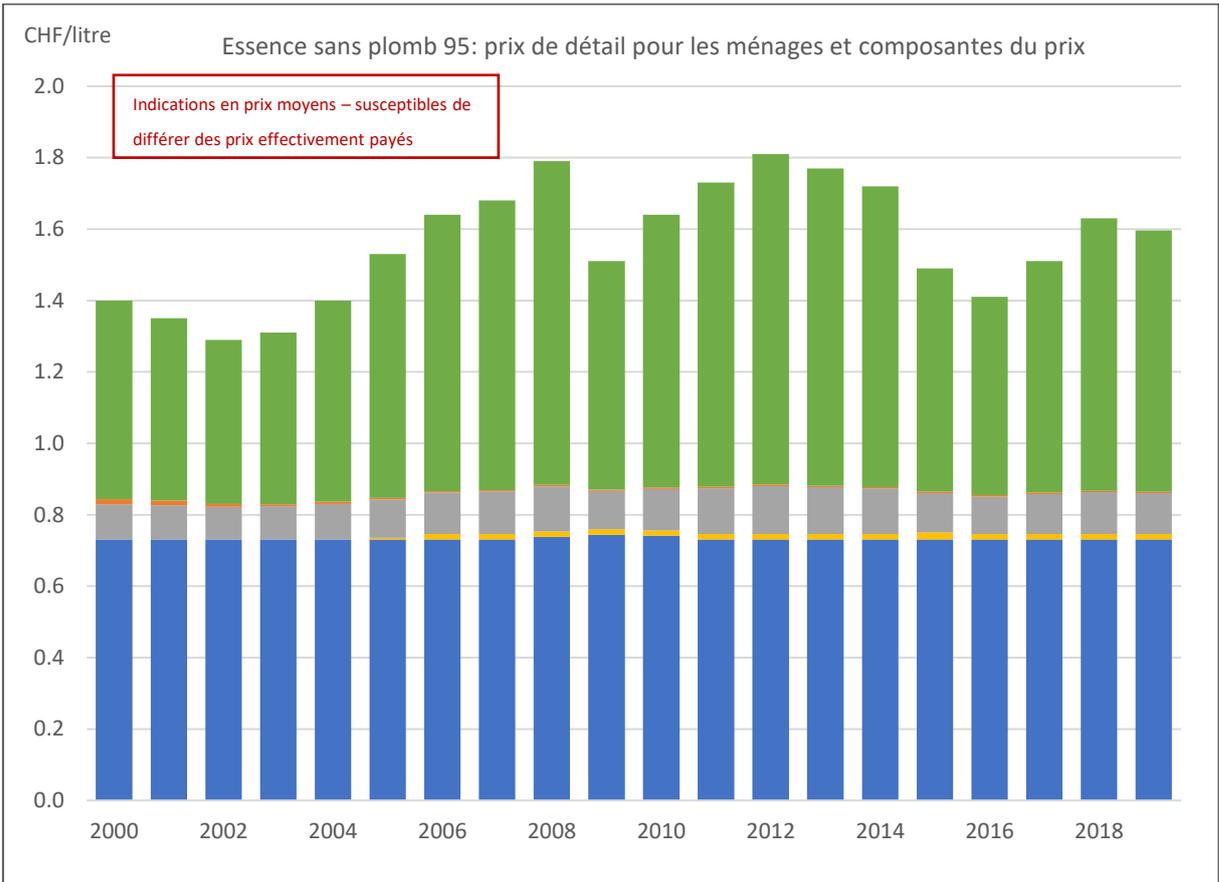


Figure 39 Essence et diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)

L'évolution des impôts et taxes⁴² 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 CO₂ contribue dorénavant à une part substantielle du prix au consommateur final. Destinée à réduire les émissions de CO₂, 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 CO₂ (25,4 ct./l) en 2019. Aucune taxe sur le CO₂ 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 de la Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO₂ (KliK), cette contribution correspondait à environ 1,5 ct./l en 2019. 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 fin 2019 0,415 ct./l pour l'essence, 0,535 pour le diesel et -1,45 ct./l⁴³ pour le mazout (sources: OFS, 2020c / AFD/DGD, 2020 / AFF, 2020 / KliK, 2020).

⁴² 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'Etat et exécutées par les privés et les taxes perçues aux fins de compenser les émissions de CO₂ causées par les transports.

⁴³ 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 CO₂

La politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées, puisque les trois quarts environ 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, ce faisant, les émissions de gaz à effet de serre qui en découlent. Cela concerne la politique climatique prévue jusqu'en 2030 que le Parlement a approuvée à l'automne 2020 dans le cadre de la révision totale de la loi sur le CO₂, ainsi que l'objectif à long terme fixé le 28 août 2019 par le Conseil fédéral (zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050) et la Stratégie climatique 2050 à long terme, dont l'élaboration a été mandatée par le Conseil fédéral pour concrétiser cet objectif (Conseil fédéral, 2017a+2019b). Proportionnellement, le gaz à effet de serre le plus important est le dioxyde de carbone (CO₂). Il émane surtout de la combustion des combustibles et carburants fossiles (mazout, gaz naturel, essence, diesel). C'est pourquoi le monitoring annuel observe l'évolution des émissions de CO₂ 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 2018 incluse.

Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant

En ce qui concerne les émissions de CO₂ liées à l'énergie, la Stratégie énergétique 2050 s'oriente actuellement sur le scénario «Nouvelle politique énergétique» des Perspectives énergétiques (Prognos, 2012). Selon ce scénario, qui prévoit une politique énergétique et climatique coordonnée sur le plan international, la demande d'énergie finale doit être réduite considérablement et les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant doivent être abaissées au niveau de 1 à 1,5 tonne par habitant à l'horizon 2050⁴⁴. La *figure 40* montre l'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant depuis 2000.

⁴⁴ Cet objectif est actuellement vérifié dans le cadre des travaux pour la stratégie climatique 2050, qui a été mandatée par le Conseil fédéral le 28 août 2019, et sera probablement adapté.

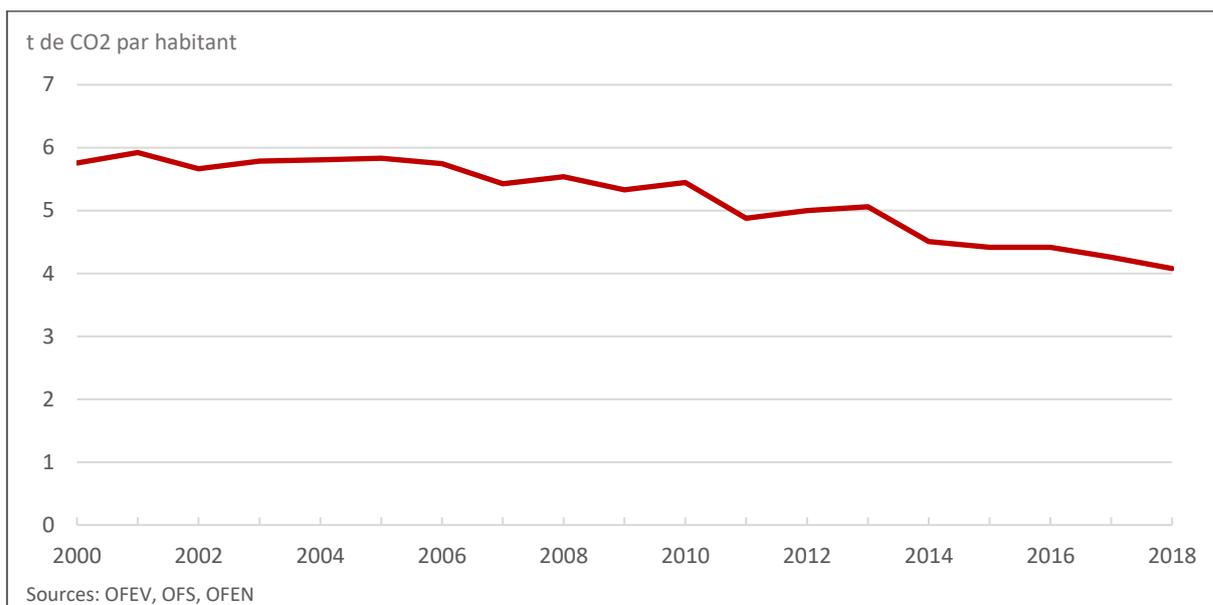


Figure 40 Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)⁴⁵

En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis 2000 (*cf. figure 40*). Le volume global d'émissions de CO₂ liées à l'énergie a légèrement baissé depuis 2000 alors que l'effectif de la population n'a cessé d'augmenter pendant la même période (*cf. figure 37*). On assiste à une dissociation de plus en plus marquée entre la croissance démographique et les émissions de CO₂. En 2018, les émissions indigènes par habitant se montaient à environ 4,1 tonnes, soit à peine 30% en dessous de la valeur de 2000 (5,8 tonnes). En comparaison internationale, ce chiffre est plutôt faible en Suisse en raison d'une production électrique largement exempte d'émissions de CO₂ et de la forte part du secteur des services dans la création de valeur. Afin d'atteindre l'objectif stratégique global à long terme, vers lequel la stratégie énergétique actuelle s'oriente (selon le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 – réduction des émissions de CO₂ à 1 - 1,5 tonne à l'horizon 2050, d'après la définition de l'objectif sans le trafic aérien international), les émissions par habitant doivent diminuer de 0,08 tonne en moyenne par année (sources: OFEV, 2020 / OFS, 2020a / OFEN, 2020a).

Émissions de CO₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs

L'indicateur décrit l'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie provenant des combustibles et carburants fossiles globalement et par secteurs. Il est ainsi possible d'observer l'effet sur le climat de l'approvisionnement en énergie, tant globalement que par secteurs.

⁴⁵ Délimitation conforme à la loi sur le CO₂ (sans le trafic aérien international, mais avec les différences statistiques). Sans correction de l'incidence des conditions climatiques.

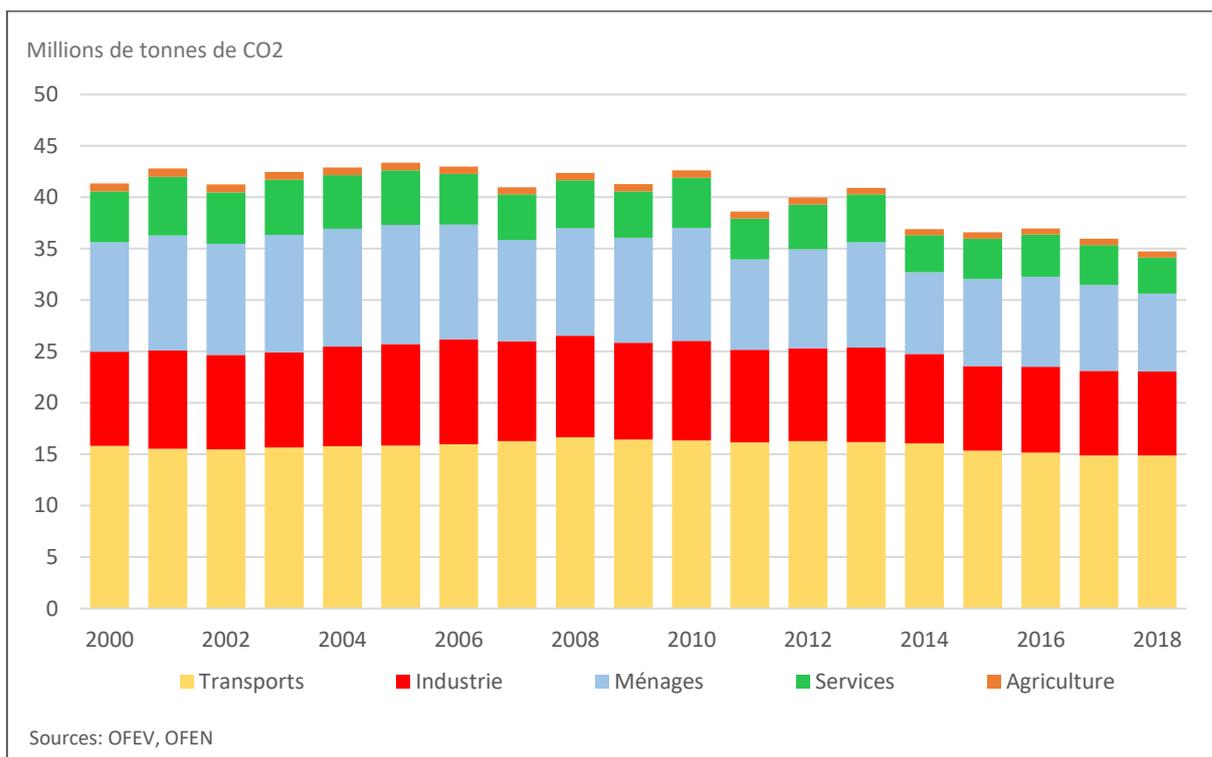


Figure 41 Émissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO₂, sans le trafic aérien international)

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (*cf. figure 41*) atteignaient au total près de 34,7 millions de tonnes de CO₂ en 2018, soit 16% de moins qu'en 2000. La plus grande partie de ces émissions (part: 43% en 2018, sans le trafic aérien international) provient des *transports*, le trafic routier motorisé en produisant une large part⁴⁶. Les émissions de CO₂ du secteur des transports ont baissé d'environ 0,9 million de tonnes entre 2000 et 2018. Une grande partie de la diminution survenue à partir de 2015 s'explique par la disparition du tourisme à la pompe suite à la décision de la Banque nationale de supprimer le taux plancher entre le franc et l'euro. En revanche, 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 représentent désormais 5,6 millions de tonnes de CO₂⁴⁷. Les émissions de CO₂ de l'*industrie* (part: 23% en 2018) proviennent surtout de la production de biens et, dans une moindre mesure, du chauffage des bâtiments. On relève une légère baisse depuis 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 CO₂. Les fluctuations au fil du temps sont liées aux conditions conjoncturelles et météorologiques. En ce qui concerne les *ménages*, les émissions (part: 22% en 2018) proviennent avant tout du chauffage et de la production d'eau chaude. Depuis 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 CO₂. Toutefois, les conditions météorologiques influencent fortement l'évolution des émissions d'une année à l'autre et la dépendance des systèmes de chauffage fossiles demeure donc importante. La même remarque s'applique au secteur des *services*, dans lequel les émissions de CO₂ liées à l'énergie (part: 10% en 2018) sont en léger recul depuis 2000. Enfin, dans l'*agriculture*, les émissions de CO₂ liées à l'énergie ont elles aussi un peu fléchi depuis 2000, leur part dans les émissions totales de CO₂ étant très faible (part: 2% en 2018). Le méthane

⁴⁶ 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.

⁴⁷ 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 CO₂ liées à l'énergie. S'il était affecté au secteur des transports, la part correspondante s'inscrirait à 27%.

et le dioxyde d'azote, surtout, sont prépondérants dans l'agriculture, et non les émissions de CO₂ liées à l'énergie. Dans l'ensemble, les parts respectives des divers secteurs dans les émissions totales de CO₂ liées à l'énergie ont peu changé depuis 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, 2020+2018 / OFEN, 2020a / Ecoplan, 2017 / Eco-plan/EPFL/FHNW, 2015).

Émissions de CO₂ liées à l'énergie: industrie et services

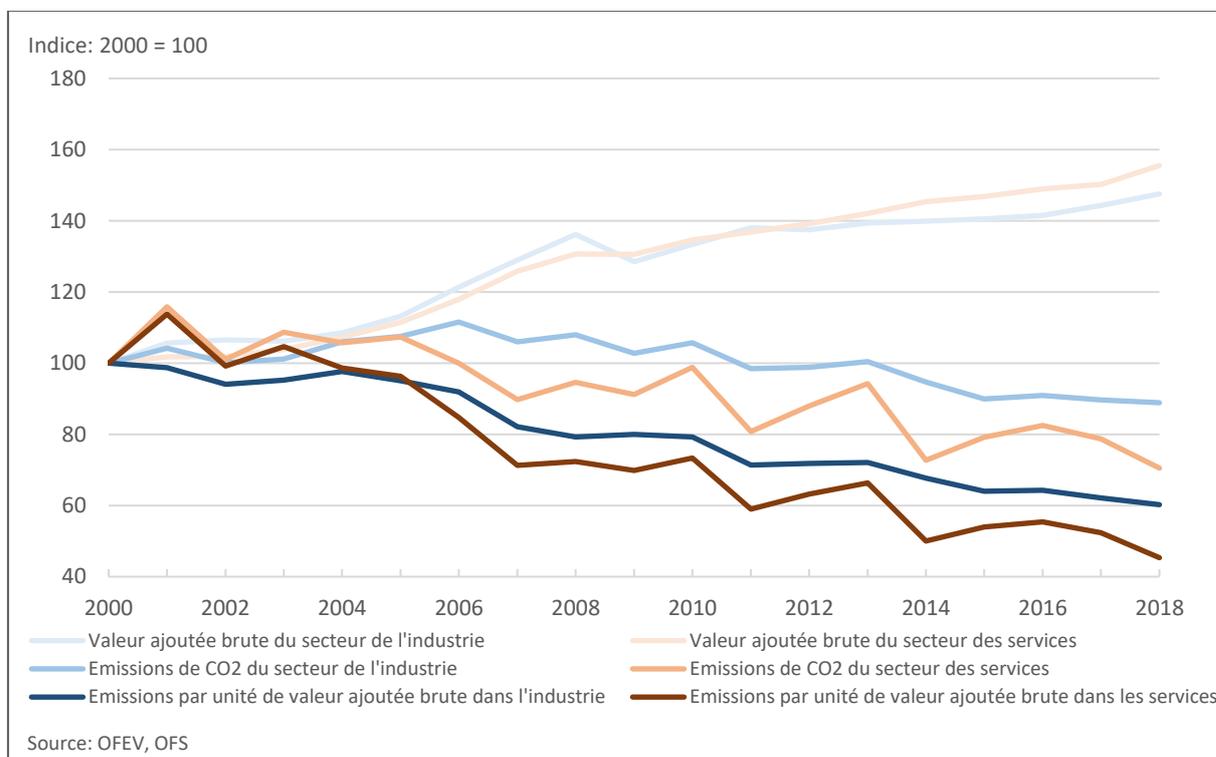


Figure 42 Émissions de CO₂ liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées)

La *figure 42* présente l'évolution indexée des émissions de CO₂ 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 CO₂, 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 CO₂ qu'en l'an 2000. Introduite en 2008 et progressivement relevée depuis lors, la taxe sur le CO₂ 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, 2020 / OFS, 2020b / Ecoplan, 2017 / Eco-plan/EPFL/FHNW, 2015).

Émissions de CO₂ liées à l'énergie: voitures de tourisme

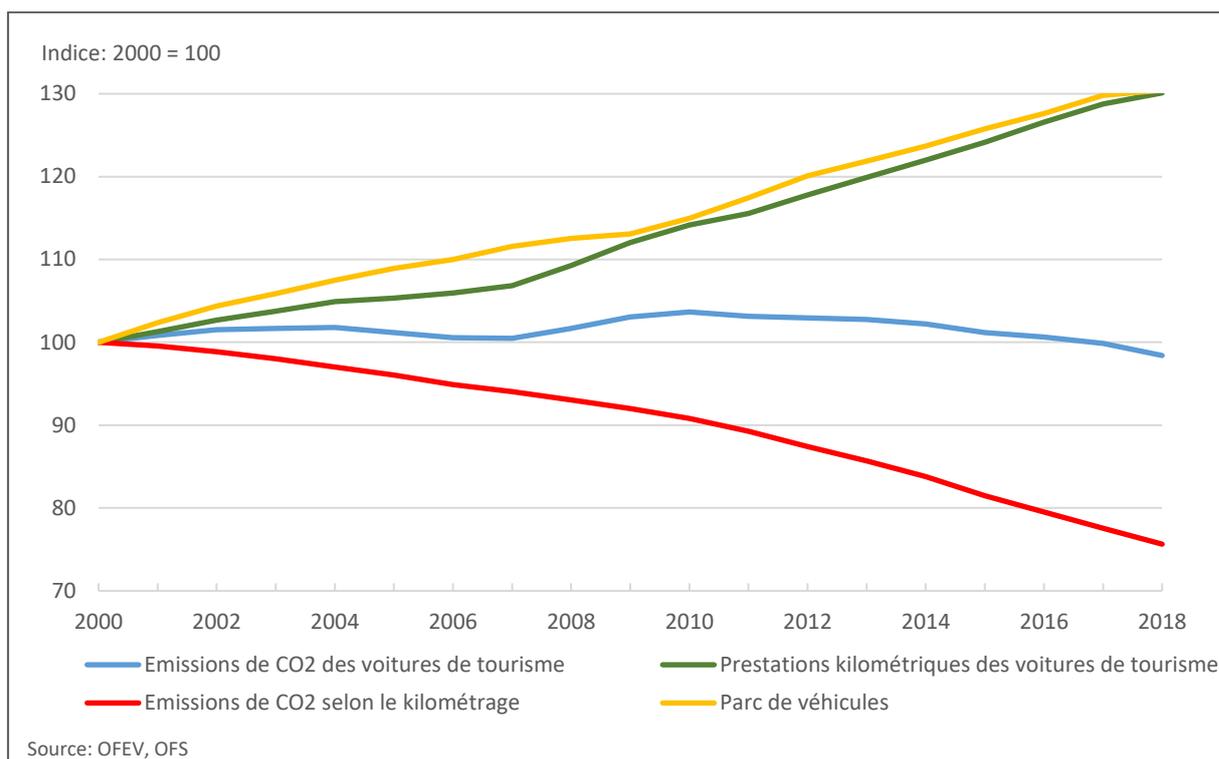


Figure 43 Émissions de CO₂ liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées)

La *figure 43* illustre l'évolution des émissions de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 neuves⁴⁸, le progrès technologique et la propagation de la mobilité électrique (exempte d'émissions directes) contribuent à ce que cette tendance à la baisse se poursuive. En 2018, les émissions totales liées aux voitures de tourisme ont atteint quelque 10,8 millions de tonnes de CO₂, soit près de 170 000 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 72% (source: OFEV, 2020).

⁴⁸ À l'instar de l'UE, la Suisse a introduit en juillet 2012 des prescriptions concernant les émissions de CO₂ pour les voitures de tourisme neuves. Les émissions de CO₂ des voitures de tourisme admises à la circulation pour la première fois en Suisse auraient dû être abaissées en moyenne, jusqu'à fin 2015, à 130 grammes de CO₂ par kilomètre. Le niveau moyen de CO₂ étant de 138,1 g, cet objectif n'a de nouveau pas été atteint en 2019. Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, un objectif plus exigeant de 95 grammes de CO₂/km en 2020 a été fixé pour les voitures de tourisme. De plus, un objectif de 147 g de CO₂/km est désormais défini à partir de 2020 pour les véhicules de livraison et les tracteurs à sellette légers.

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 CO₂ 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

Il y a lieu de penser que les valeurs indicatives à court terme prévues par la loi sur l'énergie et la Stratégie énergétique 2050 peuvent être atteintes avec les technologies disponibles aujourd'hui. Mais les objectifs à long terme supposent que les développements technologiques se poursuivent. Pour le promouvoir, le Conseil fédéral et le Parlement ont décidé d'allouer nettement plus de ressources à la recherche énergétique avec lesquelles de nouvelles activités ont été lancées et les activités existantes renforcées. 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*). Ce monitoring analyse le potentiel, les coûts et l'impact environnemental des différentes technologies de production d'électricité tout en répondant aux dispositions de la loi sur l'énergie nucléaire, qui prévoit l'obligation de faire rapport sur le développement de la technologie nucléaire⁴⁹.

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, cantons, communes), par le Fonds national suisse de la recherche scientifique (FNS), par l'Agence suisse pour l'encouragement de l'innovation (Innosuisse, anciennement Commission pour la technologie et l'innovation, CTI) ou par la Commission européenne⁵⁰. 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.

⁴⁹ Selon la loi sur l'énergie nucléaire, aucune autorisation générale pour la construction de nouvelles centrales nucléaires ne pourra plus être accordée à l'avenir. La loi oblige par contre le Conseil fédéral à rendre compte régulièrement des progrès de la technologie nucléaire.

⁵⁰ Ce relevé procède par une recherche sur les banques de données de la Confédération, du FNS et de l'UE, par l'analyse de rapports annuels et d'activité de même que par les autodéclarations des responsables de recherche des établissements concernés. Source: Statistique de la recherche énergétique 2018 (paru en 2020).

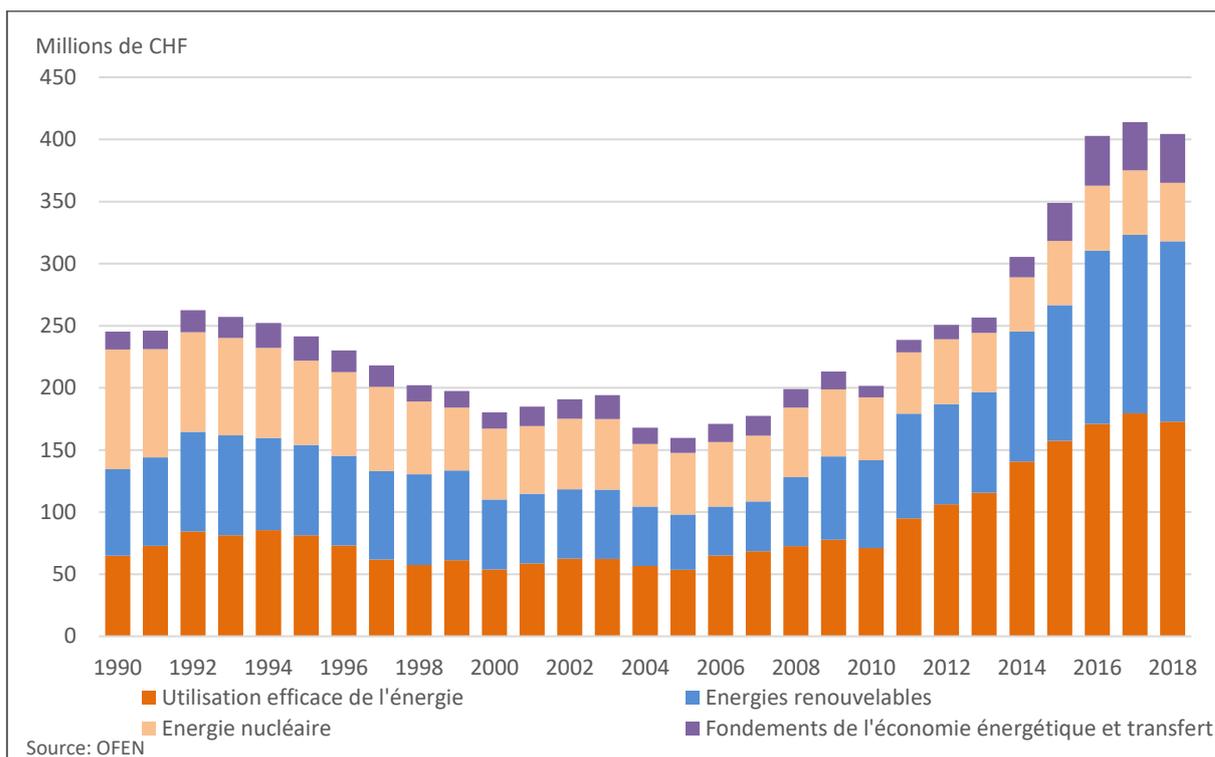


Figure 44 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)⁵¹

Depuis 2005, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. figure 44). Depuis 2014 surtout, on observe une nette augmentation concernant la recherche énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée», même si une certaine stabilisation a été constatée en 2018. 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 pour beaucoup contribué à cette expansion. Les dépenses totales 2018 des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'élevaient à 404 millions de francs (valeur réelle; 2017: près de 414 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* (42,7% en 2018) et *Énergie renouvelables* (35,9% en 2018). 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 11,7% en 2018. La part revenant au domaine de recherche *Fondements de l'économie énergétique et transfert* se montait à 9,7% (source: OFEN, 2020d).

⁵¹ Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique

En septembre 2020, le Parlement a approuvé le nouveau **programme d'encouragement de la recherche énergétique SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)**. Le programme SWEET vient compléter la palette d'instruments d'encouragement de la recherche de la Confédération. Il va durer 8 ans, de 2021 à 2028, mais les projets de partenariats encouragés pendant cette période se dérouleront jusqu'en 2032. Il vise à soutenir exclusivement des projets de partenariat ayant fait l'objet d'un appel d'offres qui traitent des thèmes de recherche centraux en lien avec la Stratégie énergétique 2050. Le programme d'encouragement de la recherche SWEET, traitant de thèmes spécifiques dans une perspective à long terme, doit permettre 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 centraux de la stratégie énergétique et climatique de la Suisse. Le programme SWEET est axé sur la recherche appliquée et la démonstration des résultats obtenus. Les appels d'offres publics porteront sur les thèmes de la Stratégie énergétique 2050: *efficacité énergétique et diminution correspondante des émissions de gaz à effet de serre, énergie renouvelable, stockage de l'énergie, réseaux et sécurité des infrastructures énergétiques critiques*. Les projets de partenariats doivent allier judicieusement recherche technique et recherche en sciences sociales, économiques et humaines. Un crédit d'engagement de 136,4 millions de francs est disponible, auxquels s'ajoutent 11,9 millions de francs pour les frais de personnel et d'exécution, soit un total de 148,3 millions de francs. La compensation de ces montants intervient dans le cadre des messages relatifs à l'encouragement de la formation, de la recherche et de l'innovation (messages FRI). En février 2020, le Conseil fédéral a d'ores et déjà approuvé, par arrêté fédéral, une première tranche de 94,9 millions de francs destinée à financer les projets de partenariat dans le cadre des appels d'offres pour la période de 2021 à 2024. L'OFEN a lancé le 25 juin 2020 le premier appel d'offres lié à SWEET; consacré à l'intégration des énergies renouvelables dans un système énergétique suisse durable et résilient, cet appel d'offres dispose d'un budget total de 30 millions de francs suisses. Les adjudications ressortant de ce premier appel d'offres ont été communiquées en janvier 2021 et les premiers travaux de recherche débuteront au printemps 2021 (sources: Conseil fédéral, 2020a / DETEC, 2020).

Avec le plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée», le Conseil fédéral a lancé en 2012 le développement des huit **SCCER** interuniversitaires. À cet effet, 72 millions de francs étaient à disposition de 2013 à 2016. Le Parlement a accordé 139,2 millions de francs pour la deuxième phase (2017-2020) dans le cadre du message FRI. Les SCCER 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*». La création et le développement des SCCER ont été achevés fin 2020. Fin 2019, 1386 chercheurs étaient en activité (2018: 1351 chercheurs) dans les SCCER et dans des projets transversaux (Joint Activities). Parmi eux, environ 70% étaient des doctorants ou des assistants (corps scientifique intermédiaire). En 2019, Innosuisse a en outre évalué 93 demandes de projet (dont le *Digital Impulse Program*) en lien avec l'énergie dans le cadre de son **programme d'encouragement Énergie**. 58 projets représentant une contribution fédérale cumulée de 20,4 millions de francs ont été approuvés (sources: Conseil fédéral, 2020+2012 / Innosuisse, 2020).

Le FNS a lancé en 2013, sur mandat du Conseil fédéral, **les programmes nationaux de recherche «Virage énergétique» (PNR 70) et «Gérer la consommation d'énergie» (PNR 71)**, avec un budget global de 45 millions de francs. Dans le cadre de 107 projets de recherche, les deux PNR ont mis en évidence les aspects scientifiques, techniques et socio-économiques nécessaires à une transformation réussie du système énergétique. Les deux programmes ont été achevés début 2020 et ont fait l'objet d'un résumé commun intitulé Programme national de recherche «Énergie»⁵². Selon les indications du fonds national, les résultats des projets de recherche montrent que, tant sur le plan social qu'économique, une sortie du nucléaire et un abandon d'un monde énergétique à forte émission de CO₂ est possible avec les moyens techniques et financiers actuels. Les nouvelles technologies et les nouveaux comportements ne

⁵² Cf. [Programme national de recherche energie \(nfp-energie.ch\)](https://www.nfp-energie.ch)

se feront cependant pas seuls au quotidien. C'est à chacun de prendre ses responsabilités (source: 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. En 2018, près de 35,29 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 compris 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, 2020e)⁵³.

La recherche dans le domaine de l'**énergie nucléaire** se poursuit dans des proportions similaires: 47,14 millions de francs ont été versés à des projets de recherche dans ce secteur en 2018, 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), l'Institut Paul Scherrer (PSI) et l'École polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL) couvrent respectivement les aspects réglementaires, la recherche sur la fission nucléaire et la recherche sur la fusion nucléaire⁵⁴.

Sur le plan international, la coopération avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE) joue un rôle particulier. La Suisse participe par le truchement 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, dans la mesure du possible, la Suisse participe activement par 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. En accord avec le SEFRI, l'OFEN coordonne la recherche énergétique au niveau institutionnel, notamment avec le plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET, qui ne fait pas partie des PCRI), les réseaux de l'espace européen de la recherche (ERA-Net), les plateformes technologiques européennes (PTE) et les initiatives technologiques conjointes (ITC; participation de la Suisse grâce à son association au PCRI de l'UE). De plus, des accords multilatéraux existent dans certains domaines de la recherche énergétique, par exemple dans les domaines des réseaux intelligents Smart Grids, des *smart cities* ou de la géothermie. La Commission européenne a présenté fin 2019 le Pacte Vert pour l'Europe comme sa nouvelle priorité. Son objectif affiché est de faire de l'Europe le premier continent climatiquement neutre (*cf. également Champ thématique Environnement international*). Une série de nouvelles initiatives sur le plan européen, qui sont parfois mises en œuvre dans le cadre de PCRI avec participation de la Suisse, en font partie. Déjà dans le cadre du huitième programme-cadre, Horizon 2020, un appel à projets relatif au pacte vert pour l'Europe doté d'un milliard d'euros notamment pour les projets pilotes et de démonstration a été lancé. Horizon 2020 a permis d'encourager en particulier des innovations de PME dans le cadre d'un appel à projets dédié au Pacte vert de l'accélérateur du Conseil Européen de l'Innovation. Lors de la mise en place du neuvième programme-cadre Horizon Europe, les lignes directrices du Pacte vert joueront un rôle majeur; au moins 35% du budget seront attribués aux objectifs de protection du climat (sources: BFE, 2020e / COM(2019) 640 final).

⁵³ Des informations supplémentaires sur les différents projets sont disponibles sous: www.energieforschung.ch et www.aramis.admin.ch.

⁵⁴ www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung/ / www.psi.ch/nes/ / <https://spc.epfl.ch>

Digression: Potentiels, coûts et impact environnemental des technologies de production de l'électricité

L'OFEN fait régulièrement évaluer les potentiels, les coûts et l'impact environnemental des technologies de production de l'électricité. Dans ce cadre, il fait aussi examiner des technologies qui n'entrent pas en ligne de compte pour la production nationale d'électricité mais qui pourraient présenter un intérêt pour les futures importations d'électricité. Élaborée par l'Institut Paul Scherrer (PSI) sur mandat de l'OFEN, une étude publiée en 2017 (concernant l'année de référence 2016) expose les coûts, les potentiels et l'impact environnemental d'aujourd'hui à l'horizon 2050. Elle porte sur les technologies suivantes: petites et grandes centrales hydroélectriques, éoliennes (onshore et offshore), installations photovoltaïques, transformation de la biomasse en électricité, centrales géothermiques (pétrothermales), centrales houlomotrices ou marémotrices, installations de production électrique solaires thermiques, centrales nucléaires, centrales au gaz naturel ou au charbon et centrales de cogénération au gaz naturel, piles à combustible et autres technologies «novatrices» (gazéification hydrothermale de la biomasse aqueuse, technologies géothermiques non conventionnelles, fusion nucléaire et production de courant thermoélectrique pour une utilisation stationnaire des rejets de chaleur). En 2019, les technologies pouvant présenter des modifications substantielles par rapport à l'étude de 2017 ont fait l'objet d'une mise à jour. Concernant les **potentiels**, les installations photovoltaïques présentent le plus grand potentiel parmi les énergies renouvelables en Suisse pour 2035 et 2050. L'actualisation de 2019 montre pour la première fois les courbes coût-potentiel relatives aux installations photovoltaïques sur toiture afin de déterminer le volume d'électricité que ces dernières peuvent produire et à quels coûts. Ces courbes ont été dessinées en combinant les nouvelles composantes de coûts avec les informations récemment mises à disposition sur les surfaces de toit disponibles dans «toitsolaire.ch». Elles représentent le potentiel technique pour la production d'électricité par des installations photovoltaïques sur les toits recensés en Suisse pour un coût de production donné. D'après les données sur les surfaces de toit disponibles, le potentiel technique pour la production d'électricité solaire en Suisse peut atteindre 63 TWh par an (sans les façades). Les coûts baissant, le potentiel économique va très nettement augmenter à l'avenir. Si l'on fixe le seuil de rentabilité à 15 ct./kWh et tient compte des coûts d'investissement actuels et de la surface nécessaire aux installations, le potentiel technicoéconomique sur les toits avoisine les 10 TWh par an; comme les coûts et la surface nécessaire vont se réduire, ce potentiel est estimé à un peu plus de 50 TWh pour l'année 2035. Les éoliennes ont également un potentiel substantiel. Il en va de même (à long terme, soit à l'horizon 2050) pour la production d'électricité issue de la géothermie profonde. Cette option est toutefois grevée de grandes incertitudes techniques. La production d'électricité à partir de biomasse peut elle aussi augmenter, notamment grâce à l'exploitation énergétique d'une plus grande partie du lisier généré par l'agriculture. Il existe aussi un potentiel non négligeable dans le domaine de la force hydraulique, mais celui-ci dépend toutefois fortement du contexte économique, politique et sociétal. Actualisée en 2019, l'étude de l'OFEN sur le potentiel de l'hydraulique révèle que le potentiel des nouvelles grandes centrales hydroélectriques (puissance supérieure à 10 MW) ainsi que celui des rénovations et agrandissements à l'horizon 2050 n'a guère changé par rapport à l'étude de 2012, tandis que le potentiel des petites centrales hydroélectriques est sensiblement plus faible que ce que l'on pensait jusqu'à présent. Cette analyse ne tient pas compte du potentiel des nouveaux lacs glaciaires ni de celui des projets que le secteur de l'électricité n'a pas dévoilés pour des raisons de confidentialité. Concernant les **coûts**, l'étude du PSI indique les coûts de revient des installations de production d'électricité recourant à des technologies renouvelables (principalement en Suisse) ainsi que ceux des installations conventionnelles de production d'électricité, construites à moyen terme plutôt dans les pays européens. Tandis que les coûts de la force hydraulique, des centrales électriques à bois, des installations de biogaz agricoles et de la production d'électricité fossile devraient augmenter d'ici à 2050, les coûts de revient du photovoltaïque devraient diminuer de moitié, un peu moins pour l'éolien. Concernant les **aspects environnementaux**, la production d'électricité des centrales hydrauliques, des centrales nucléaires et des éoliennes génère aujourd'hui le moins d'émissions de gaz à effet de serre, alors que l'électricité produite par les centrales à charbon occasionne le plus. Les émissions de gaz à effet de serre des centrales à cycle combiné au gaz naturel et des centrales à charbon pourraient être réduites de manière substantielle à l'avenir grâce à la capture du CO₂. En revanche, les émissions issues de la production d'énergie nucléaire et d'énergie fossile sont appelées à augmenter à l'avenir en raison du manque de disponibilité des agents énergétiques que sont l'uranium,

le gaz naturel et le charbon. Grâce aux progrès technologiques, on peut s'attendre à une baisse de l'impact environnemental dû à l'électricité issue d'autres sources (source: PSI, 2019+2017 / OFEN, 2019).

Champ thématique Environnement international

L'environnement international est d'importance pour la Suisse; en effet, celle-ci est intégrée étroitement dans les marchés internationaux de l'énergie et dépend fortement des importations d'énergie. Les développements qui surviennent en Europe en particulier sont cruciaux sur le plan de la régulation. De plus, les efforts internationaux de protection du climat jouent un rôle important. Il n'est pas possible de mesurer les changements de l'environnement international au moyen d'indicateurs. C'est pourquoi le monitoring annuel se concentre sur une vue d'ensemble descriptive des principaux développements.

Évolution des marchés globaux de l'énergie

En 2020, la pandémie de Covid-19 a également déstabilisé les marchés mondiaux de l'énergie. Les perspectives de croissance des agents énergétiques fossiles ont dû être revues à la baisse. Les informations ci-après relatives au charbon et au gaz s'appuient pour l'essentiel sur les rapports du printemps 2020 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'UE. Celles qui concernent le pétrole reposent sur les rapports d'août 2020 de l'AIE.

Pétrole: l'AIE s'attend dans ses prévisions à moyen terme à ce que la demande mondiale de pétrole croisse en moyenne annuelle d'un peu moins d'un million de barils par jour pour atteindre environ 105,7 millions de barils par jour en 2025; la demande est donc inférieure à la valeur de 2 millions de barils par jour qui avait été estimée en 2019 avant la crise du coronavirus. L'AIE prévoit que pour l'ensemble de l'année 2020, la demande s'effondrera d'environ 8%, soit 8 millions de barils par jour, par rapport à l'année précédente et sera en 2021 inférieure de 3% au niveau de 2019. À moyen terme, la demande en kérosène en particulier sera elle aussi inférieure à celle d'avant la pandémie de COVID-19. Pendant l'été 2020, elle était ainsi en Europe entre 70 et 80% inférieure à l'année précédente. Les États-Unis, suivis par le Brésil et la Guyane, domineront encore la progression de l'offre à moyen terme avec un accroissement des capacités entre 2019 et 2025 de 2,5 millions de barils par jour. L'accroissement global des capacités s'élèvera à 5,9 millions de barils par jour jusqu'à 2025. Après une expansion sans précédent en 2018, lorsque la production globale aux États-Unis s'est accrue de 2,2 millions de barils par jour, la croissance en 2019 n'était que de 1,7 millions de barils car les petits producteurs indépendants (principalement d'huile de schiste) ont dû ralentir leurs activités de forage pour des raisons financières. La baisse du prix du pétrole due à la pandémie au printemps 2020 a aggravé la situation financière des entreprises exploitant l'huile de schiste. Selon les données de l'AIE, la production hors OPEP devrait dans l'ensemble augmenter de 4,5 millions de barils par jour d'ici à 2025. En ce qui concerne la production dans l'OPEP, une croissance solide au Moyen-Orient viendra largement compenser un recul en Afrique et au Venezuela, et la capacité de production augmentera de 1,2 millions de barils par jour d'ici à 2025, principalement grâce à l'Irak et aux Émirats arabes unis. En 2019, l'offre mondiale de pétrole n'a que légèrement augmenté par rapport à l'année précédente pour atteindre 100,5 millions de barils par jour, avec une part des pays non-membres de l'OPEP d'environ 60%. La demande atteignait néanmoins 100 millions de barils par jour (+0,7 million). En avril 2020, l'OPEP et d'autres pays sous la direction de la Russie (OPEP+) ont convenu de limiter la production à 9,7 millions de barils par jour afin de pallier la chute des prix. L'OPEP+ représente près de la moitié de la production de pétrole dans le monde. Alors que le prix du pétrole se situait entre 60 et 75 dollars le baril en 2019, il a chuté au printemps 2020 à des valeurs historiquement basses en raison de la pandémie de COVID-19; aux États-Unis, des prix négatifs ont même été brièvement observés. Depuis juin 2020, le prix s'est cependant redressé pour atteindre une valeur légèrement supérieure à 40 dollars le baril (sources: OCDE/AIE, 2020b+c).

Gaz naturel: Alors que dans ses prévisions à moyen terme précédant la pandémie de COVID-19, l'AIE tablait sur une croissance annuelle de 1,8% de la demande mondiale de gaz naturel d'ici à 2024, cette estimation a été revue à la baisse en juin 2020 pour s'établir à 1,5%, de sorte que la demande mondiale de gaz naturel s'élèvera environ à 4370 milliards de mètres cubes en 2025. Pour 2020, l'AIE s'attend à un recul de 4% (à 3840 milliards de mètres cubes) de la demande en gaz naturel à l'échelle mondiale et

de 7% à l'échelle européenne. Selon ces informations, l'Eurasie, Chine incluse, contribuera ces cinq prochaines années à plus de 50% à la croissance de la demande mondiale et le Moyen-Orient à un tiers. Sur le plan international, l'industrie, suivie du secteur de l'électricité, reste le principal vecteur de la demande avec une part de 40%. Du côté de l'offre, l'AIE estime que les États-Unis, qui ont assuré en 2019 28% de la production mondiale de gaz, pourront augmenter leur production d'1,5% chaque année d'ici à 2025. En ce qui concerne l'Eurasie, l'AIE s'attend à ce que la croissance s'élève à 1,8% entre 2019 et 2025, la part du gaz naturel russe étant de 70% (avec des pipelines et du GNL). En quantités absolues, à un niveau certes bas, l'Afrique a affiché le plus fort taux de croissance avec une progression annuelle de 5,6%, suivie du Moyen-Orient avec 2,5%. En Europe, et plus particulièrement en Norvège, la production de gaz reste stable, tandis qu'elle baisse fortement en Grande-Bretagne et aux Pays-Bas, ces derniers ayant décidé de fermer le gisement de Groningen d'ici à 2024, qui est l'un des principaux gisements de gaz sur ce continent. Selon le monitoring du marché gazier de l'UE, la part du gaz naturel russe a baissé de 40% dans les importations européennes au premier trimestre 2020, tandis que la part des importations de GNL a atteint une croissance record de 28%. D'après l'AIE, le marché mondial de GNL a augmenté de 12% en 2019, notamment en raison d'une production accrue aux États-Unis, en Russie et en Australie. Le marché s'est effondré en raison de la pandémie de COVID-19 et des surcapacités qui en ont découlé et l'AIE n'attend pas de reprise avant 2025. Cette dernière estime que la Chine deviendra en 2023 le plus grand importateur de GNL, dépassant ainsi le Japon. La production mondiale de gaz naturel a augmenté en 2019 de 3,3% par rapport à l'année précédente, atteignant un nouveau record de 4088 milliards de mètres cubes. La demande a crû d'1,5% pour s'établir à 3986 milliards de mètres cubes. Les prix du gaz naturel ont stagné à un niveau assez constant entre 2015 et début 2018 (env. 2 à 3 USD/million de British Thermal Unit sur le marché américain [Henry Hub] et env. 4 à 8 USD/million de British Thermal Unit sur le marché européen [TTF spot]). Les prix du gaz avaient déjà baissé en 2019 dans toutes les principales régions de consommation et étaient de l'ordre de 2 USD/million de British Thermal Unit aux États-Unis (Henry Hub) et de 4 USD/million de British Thermal Unit en Europe (TTF). En mai 2020, suite à la pandémie de COVID-19, les prix avaient baissé de 22 (Henry hub), de 71 (TTF Europe) et de 62% (LNG Asia) par rapport à janvier 2020. Le prix du gaz naturel a de nouveau augmenté en Europe jusqu'en octobre 2020 et a atteint le niveau de février 2020 (sources: OCDE/AIE, 2020d+e / UE, 2020 / Argus Gas Connections⁵⁵).

Charbon: selon ses prévisions à moyen terme, l'AIE suppose que la demande annuelle de charbon restera pratiquement stable à l'échelle mondiale, à un niveau de 5645 millions de tonnes d'ici à 2024. 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 se stabilisera en 2022 puis accusera une légère baisse, principalement en raison des mesures gouvernementales visant à améliorer la qualité de l'air et des changements structurels dans l'industrie lourde. L'AIE estime que la part du charbon dans la production d'électricité baissera, passant de 67% en 2018 à 59% en 2024. Selon l'AIE, la production mondiale de charbon a augmenté de 3,3% en 2018 et de seulement 1,5% en 2019. Son niveau de 7921 millions de tonnes en 2019 était cependant encore légèrement inférieur de 50 millions de tonnes à la production record de 2013. La production chinoise de charbon a progressé de 4,1% en 2019. La Chine n'est encore dépendante des importations de charbon qu'à hauteur de 8%, après que la dépendance aux importations n'a cessé de croître depuis 2000. À l'échelle mondiale, la consommation de charbon a diminué de 1,2% en 2019. Cette baisse s'explique principalement par le fait que la demande dans les pays membres de l'OCDE (en premier lieu de l'UE) a chuté de 12%; l'Indonésie et le Vietnam ont affiché la plus forte augmentation tandis que la demande a stagné en Chine et en Inde, et parfois même légèrement reculé. La Chine représentant toujours 55% de la demande globale et 47% de la production globale de charbon, elle est aussi le plus grand importateur de charbon à l'échelle mondiale. La part de la consommation de charbon des pays de l'OCDE ne représente plus que 16,5% de la demande mondiale. Dans l'UE, la demande de lignite et de houille a encore baissé en 2019, la consommation de cette dernière s'établissant à 176 millions de tonnes et celle du lignite à 308 millions de tonnes⁵⁶. L'Allemagne et la Pologne demeurent les deux principaux consommateurs de charbon en Europe (plus

⁵⁵ www.argusmedia.com

⁵⁶ Eurostat (Coal production and consumption statistics), en anglais uniquement

de la moitié de la demande). Début juillet 2020, le Bundestag et le Bundesrat allemands ont approuvé la sortie du charbon d'ici à 2038 au plus tard. En Angleterre, la part du charbon est passée de 70 à 3% depuis 1990. L'Espagne prévoit de sortir du charbon d'ici à 2030. 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 à ce niveau. Comme le prix du gaz a fortement diminué suite à la pandémie de COVID-19 et que le prix du charbon est resté relativement stable, l'avantage concurrentiel du gaz sur le charbon a augmenté. S'agissant de la production électrique en Europe, cette évolution est renforcée par la hausse du prix des certificats d'émissions (Quellen: OECD/IEA, 2019+2020f / Argus Gas Connections).

CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émission: le prix des droits d'émission de CO₂ a fait l'objet de fluctuations volatiles pendant le confinement car l'incertitude concernant les effets de la pandémie de coronavirus sur l'économie a entraîné un recul transitoire des liquidités. Jusque fin mai 2020, le prix des droits d'émission de CO₂ a cependant pu compenser presque toutes les pertes entraînées au plus fort de la pandémie. Au premier trimestre 2020, le cours moyen du CO₂ a chuté de 8% par rapport au quatrième trimestre 2019 pour s'établir 23 euros/tCO_{2e}. En avril et en mai 2020, le cours moyen du CO₂ a atteint 20 euros/tCO_{2e}. Il est remonté à 23,5 euros/tCO_{2e} en juin 2020, se retrouvant ainsi au niveau d'avant-crise. L'annonce de la Commission européenne, qui souhaite abaisser les émissions de CO₂ non plus de 40% mais de 55%, a poussé les prix à 30 euros/tCO_{2e} pendant l'été 2020. En août 2020, le prix à terme pour le mois de décembre 2021 était de 30 euros. Comme le prix du gaz a chuté en Europe en 2020 et le prix du charbon est resté stable, les centrales à gaz ont pu produire grâce à des prix de CO₂ relativement élevés de l'électricité meilleure marché que les centrales à charbon pendant l'été 2020, le prix de changement de carburant favorisant ainsi le gaz naturel. Cette tendance a cependant entretemps de nouveau faibli (sources: EU, 2020 / EEX⁵⁷).

Électricité: à l'échelle mondiale, la production électrique a augmenté de 6298 à 26 730 TWh entre 1974 et 2018, ce qui correspond selon les données de l'AIE à un taux de croissance annuel moyen de 3,3%. En 2018, la production était supérieure de 3,9% à celle de 2017. Les pays non membres de l'OCDE représentaient 58% de la production mondiale d'électricité, soit plus du double de leur part de 1974. La croissance annuelle de la production entre 2010 et 2018 s'inscrivait en moyenne à 0,3% dans les États de l'OCDE, contre 4,8% dans les pays non membres. Aux États-Unis, le charbon a perdu dès 2016 sa première place dans la production électrique. Le gaz naturel affiche désormais la part la plus importante (38%), suivi par le charbon (23%), l'énergie nucléaire (20%) et les énergies renouvelables (17,1%)⁵⁸. Au deuxième trimestre 2020, la part de ces dernières dans le mix d'électricité de l'UE a atteint 40%, ce qui correspond à une hausse de 38 TWh par rapport à 2019. De son côté, la production de charbon a diminué de 38 TWh. Celle d'électricité a baissé de 3 TWh, ce qui s'explique par la contraction de la demande due à la pandémie de coronavirus par rapport à la même période de l'année précédente. La part de la production d'électricité issue des énergies fossiles est donc passée de 38 à 33% par rapport à la même période de l'année précédente et se trouve bien en deçà de celles des énergies renouvelables⁵⁹. La priorité étant donnée à la production d'électricité renouvelable, les centrales conventionnelles n'interviennent que si la production issue d'énergies renouvelables ne suffit pas. L'indice du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen (European Power Benchmark Index) est passé à 30 euros/MWh au premier trimestre 2020, soit une baisse de 28% par rapport à l'année précédente, atteignant ainsi la même valeur historiquement basse qu'en février 2016. Le prix de la charge de base pour la Suisse (baseload Swissix) a suivi cette tendance (sources: OCDE/AIE, 2019g / UE, 2019).

⁵⁷ www.eex.com

⁵⁸ www.eia.gov

⁵⁹ <https://ember-climate.org/project/renewables-beat-fossil-fuels/>

Évolutions dans l'UE

Politique énergétique et climatique à long terme

En décembre 2018, la Commission européenne a publié sa stratégie à long terme intitulée «Une planète propre pour tous», dans laquelle elle présente l'évolution à long terme du système énergétique. D'après le règlement sur la gouvernance, tous les États membres devaient lui remettre d'ici fin 2019 leur propre stratégie à long terme, en plus des plans nationaux en matière d'énergie et de climat (PNEC). En décembre 2019, le Conseil européen a fixé un objectif de neutralité climatique d'ici à 2050. Il précise dans ses conclusions qu'un État membre (la Pologne) ne peut, à ce stade, s'engager à mettre en œuvre cet objectif (sources: COM(2018) 773 final / Conseil européen, 2019).

«Pacte vert pour l'Europe»

L'UE souhaite devenir le premier continent climatiquement neutre du monde d'ici à 2050. Cet objectif est au cœur du «**pacte vert pour l'Europe**» que la Commission présidée par Ursula von der Leyen a présenté le 11 décembre 2019. La Commission avait exposé pour la première fois en novembre 2018 son ambition d'une UE climatiquement neutre d'ici à 2050. Cette vision est conforme à l'objectif de l'Accord de Paris, qui entend contenir le réchauffement climatique bien en-deçà de 2 degrés et poursuivre les efforts pour le limiter à 1,5 degré. Le «pacte vert pour l'Europe» est une stratégie globale qui comprend tous les secteurs économiques (transports, énergie, agriculture, bâtiment, sidérurgie, industrie du ciment, informatique, industrie textile et industrie chimique). Les aspects suivants, notamment, sont déterminants pour la politique énergétique et climatique (source: COM(2019) 640 final):

- **Protection du climat:** d'ici à 2030, les émissions de gaz à effet de serre devraient diminuer de 55% par rapport à leur niveau de 1990; l'objectif précédent (-40%) est donc durci. Comme indiqué précédemment, il s'agit d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050. Si les écarts entre les niveaux d'ambition persistent à travers le monde alors que l'UE renforce son ambition climatique, la Commission prévoit un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières pour certains secteurs afin de réduire le risque de fuite de carbone. De plus, la directive sur la taxation de l'énergie devrait être révisée afin de prendre particulièrement en compte les questions environnementales. Enfin, une nouvelle stratégie sera élaborée en matière d'adaptation au changement climatique.
- **Approvisionnement en énergie:** la Commission souligne l'importance de poursuivre la décarbonisation du système énergétique afin d'atteindre les objectifs climatiques fixés pour 2030 et 2050. Celle-ci passe par une efficacité énergétique accrue ainsi que par le développement et l'intégration des énergies renouvelables, l'abandon rapide du charbon et la décarbonisation du gaz. Parallèlement, l'approvisionnement énergétique de l'UE doit être sûr et abordable pour les consommateurs et les entreprises. Pour cela, la Commission entend veiller à ce que le marché de l'énergie européen soit pleinement intégré, interconnecté et numérisé, dans le respect de la neutralité technologique. Pour ce qui est des infrastructures, la Commission précise que le cadre réglementaire les concernant devrait être réexaminé pour en garantir la cohérence avec l'objectif de neutralité climatique. Ce cadre devrait favoriser le déploiement de technologies et d'infrastructures innovantes, comme les réseaux intelligents, les réseaux de distribution d'hydrogène ou le captage, le stockage et l'utilisation de CO₂, ainsi que le stockage de l'énergie, et permettre également le couplage des secteurs.
- **Mobilité:** les transports jouent un rôle primordial dans la future neutralité climatique. Pour parvenir à cette dernière, la Commission affirme que leurs émissions de gaz à effet de serre doivent diminuer de 90% d'ici à 2050. Tous les modes de transport (routier, ferroviaire, aérien et par voie d'eau) doivent contribuer à cet objectif. Le transport multimodal a besoin d'une impulsion vigoureuse pour accroître l'efficacité du système de transport. Le transfert du fret routier vers le rail est déterminant pour réduire les émissions. Les transports doivent être plus respectueux de l'environnement, en particulier

dans les villes. La Commission confère un rôle de plus en plus important à la mobilité automatisée et connectée. En outre, les carburants durables et alternatifs devraient être encouragés.

- **Bâtiments:** d'après les indications de la Commission, les bâtiments représentent actuellement 40% de la consommation d'énergie, et le taux annuel de rénovation du parc immobilier varie de 0,4% à 1,2% dans les États membres. Les rénovations de bâtiments sont donc essentielles pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique et de climat. Une vague de rénovation des bâtiments privés et publics devrait augmenter ce taux de rénovation. Par ailleurs, il est envisagé d'intégrer les émissions des bâtiments dans le système européen d'échange de quotas d'émission.

Pour financer le «pacte vert», la Commission a présenté début 2020 un **plan d'investissement qui mobilisera 1000 milliards d'euros jusqu'en 2030 en vue d'investissements durables**. Une part accrue des dépenses du budget de l'UE sera consacrée aux mesures climatiques et environnementales, ce qui permettra d'attirer les financements privés. La Banque européenne d'investissement, qui a déjà annoncé en novembre 2019 ne plus financer de projets dans les énergies fossiles dès 2022, jouera un rôle majeur en la matière. De plus, **37,5% des ressources issues du plan de relance «Next Generation EU»** consécutif à la pandémie de COVID-19 seront consacrés directement aux objectifs du «pacte vert», comme l'a indiqué Ursula von der Leyen, la présidente de la Commission européenne, dans son discours sur l'état de l'Union lors de l'assemblée plénière du Parlement européen le 16 septembre 2020 à Bruxelles. Le Conseil européen s'était accordé sur ce plan de relance en juillet, au cours d'une séance extraordinaire. Dans ce cadre, la Commission pourra obtenir jusqu'à 750 milliards d'euros sur les marchés (sources: COM(2020) 21 final / COM, 2020 / Conseil européen, 2020).

Le «pacte vert» **revêt également un intérêt pour la Suisse**. Il souligne les grands axes de la politique énergétique et climatique européenne des prochaines décennies, qui influenceront aussi la politique énergétique et climatique suisse. De nombreux aspects du «pacte vert», en particulier ceux concernant son financement, sont internes à l'UE. Cependant, la Suisse peut saisir cette occasion pour intensifier ses échanges avec l'UE sur certains thèmes. Parallèlement, il convient d'observer attentivement la future concrétisation de ce pacte et d'identifier précocement les défis éventuels au niveau de la Suisse.

Loi européenne sur le climat

Début mars 2020, la Commission a présenté la **loi européenne sur le climat** pour ancrer sur le plan juridique la neutralité climatique à l'horizon 2050. D'après cette loi, il ne devra plus y avoir aucune émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050. La Commission propose d'adopter une trajectoire pour l'ensemble de l'UE sur la période 2030-2050 en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans le même temps, la loi vise à renforcer les efforts en matière d'adaptation au changement climatique. De plus, la Commission a présenté à la mi-septembre une modification de la loi sur le climat proposée, afin d'inscrire dans celle-ci l'objectif de réduction des émissions d'au moins 55% (*cf. ci-après*) jusqu'en 2030 en tant qu'objectif intermédiaire sur la voie de la neutralité climatique souhaitée à l'horizon 2050 (sources: COM(2020) 80 final / COM(2020) 562 final).

Intégration du système énergétique et de l'hydrogène

Le 8 juillet 2020, la Commission a présenté deux nouvelles stratégies afin d'atteindre la neutralité climatique et de réaliser la transformation connexe du système énergétique: une stratégie pour l'intégration du système énergétique et une stratégie de l'hydrogène.

La **stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique** considère la planification et le fonctionnement de ce dernier comme un tout, tous vecteurs énergétiques, infrastructures et secteurs de consommation confondus. Elle repose sur trois piliers: 1) un système énergétique plus «circulaire», centré sur l'efficacité énergétique, 2) une électrification directe accrue des secteurs d'utilisation finale avec une

part élevée d'énergies renouvelables, et 3) l'utilisation de carburants plus propres (p. ex. hydrogène renouvelable, biocarburants durables et biogaz) pour les secteurs dans lesquels une électrification est difficile. La stratégie expose 38 mesures pour mettre en place un système énergétique plus intégré. Celles-ci englobent la révision des dispositions légales existantes, un soutien financier, l'élaboration et l'utilisation de nouvelles technologies et d'outils numériques, des orientations sur les mesures fiscales à l'intention des États membres, la fin des subventions des énergies fossiles, une réforme de la gestion du marché et de la planification des infrastructures ainsi qu'une meilleure information des consommateurs. L'analyse des obstacles actuels dans ce domaine sera prise en compte dans les propositions concrètes, telles que la révision du règlement RTE-E d'ici à fin 2020 ou celle de la directive sur la taxation de l'énergie et du cadre législatif du marché du gaz en 2021 (source: COM(2020) 299 final).

Dans un système énergétique intégré, l'hydrogène peut soutenir la décarbonisation de l'industrie, des transports, de la production d'électricité et des bâtiments au niveau européen. La **stratégie de l'hydrogène de l'UE** montre comment ce potentiel peut être exploité grâce à des investissements, à la réglementation, à la création de marchés, à la recherche et à l'innovation. L'hydrogène peut approvisionner en énergie des secteurs où l'électrification est difficile et qui stockent l'énergie pour pallier les fluctuations liées aux énergies renouvelables. L'objectif principal est le développement d'hydrogène renouvelable, produit principalement grâce aux énergies éolienne et solaire. Selon les informations de l'UE, d'autres formes d'hydrogène bas carbone sont néanmoins nécessaires à court et à moyen termes pour réduire rapidement les émissions et soutenir le développement d'un marché viable. Cette transition progressive requiert une approche par étape: selon le souhait de la Commission, l'installation d'une capacité d'au moins 6 GW d'électrolyseurs produisant de l'hydrogène renouvelable en vue d'obtenir jusqu'à 1 million de tonnes sera subventionnée de 2020 à 2024. Entre 2025 et 2030, l'hydrogène doit faire intrinsèquement partie d'un système énergétique intégré, l'objectif étant de parvenir à une capacité installée d'au moins 40 GW d'électrolyseurs produisant de l'hydrogène renouvelable (capacité actuelle inférieure à 1 GW) et de produire jusqu'à 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable dans l'UE. Les besoins en hydrogène de l'Europe ne pourront toutefois pas être couverts par les seules sources européennes, de sorte que des projets sont déjà envisagés avec l'Ukraine, le Maroc, l'Australie ou le Chili. Entre 2030 et 2050, les technologies de l'hydrogène renouvelable devraient parvenir à maturité et être déployées à grande échelle dans tous les secteurs qui sont difficiles à décarboner. L'Allemagne, qui a défini sa propre stratégie ambitieuse de l'hydrogène le 10 juin 2020, entend profiter de sa présidence du Conseil européen au second semestre 2020 pour faire avancer ce dossier (source: COM(2020) 301 final / BMWi, 2020).

Objectifs énergétiques et climatiques jusqu'en 2030

L'UE s'est fixé à l'horizon 2030 des objectifs quantitatifs dans les domaines suivants: émissions de gaz à effet de serre, énergies renouvelables, efficacité énergétique et interconnexion des réseaux électriques (sources: COM(2020) 562 final / COM(2020) 564 final / Conseil européen, 2014 / COM(2020) / Parlement européen, 2020):

- **Émissions de gaz à effet de serre:** après avoir réalisé une consultation publique et une analyse d'impact approfondie, la Commission propose de durcir l'objectif intermédiaire pour 2030 afin de concrétiser son ambition d'être le premier continent climatiquement neutre du monde à l'horizon 2050. Par conséquent, les émissions de gaz à effet de serre de l'UE doivent baisser d'au moins 55% d'ici à 2030 par rapport à leur niveau de 1990. Le précédent objectif était de 40%. Début octobre, le Parlement européen a fixé un objectif d'émission de -60% d'ici à 2030 dans son avis sur la loi sur le climat. Il déterminera l'objectif définitif dans les mois à venir, en accord avec le Conseil européen. D'après l'évaluation des PNEC des États membres pour la période 2021-2030, la Commission pense que l'UE devrait dépasser le précédent objectif de -40%. L'UE doit cependant encore accroître l'efficacité énergétique et la part des énergies renouvelables pour mettre en œuvre le nouvel objectif de 55%.

- **Énergies renouvelables:** d'ici à 2030, au moins 32% de l'énergie totale consommée dans l'UE doit provenir de sources renouvelables. L'UE a fixé cet objectif contraignant dans la nouvelle version de la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, qui est entrée en vigueur fin 2018 dans le cadre du «Clean Energy Package» (cf. ci-après). D'après l'évaluation des PNEC, la part des énergies renouvelables pourrait progresser de 33,7% dans l'UE d'ici à 2030. Eu égard au durcissement de l'objectif concernant les émissions de gaz à effet de serre, la Commission entend réviser cette directive d'ici à juin 2021 afin de renforcer jusqu'à 40% l'objectif relatif aux énergies renouvelables.
- **Efficacité énergétique:** elle doit augmenter d'au moins 32,5% dans l'UE d'ici à 2030⁶⁰. L'UE a fixé cet objectif dans la nouvelle version de la directive relative à l'efficacité énergétique, qui est entrée en vigueur fin 2018 dans le cadre du «Clean Energy Package» (cf. ci-après). D'après l'évaluation des PNEC, l'objectif d'efficacité à l'horizon 2030 ne devrait pas être atteint. Eu égard au durcissement de l'objectif concernant les émissions de gaz à effet de serre, la Commission entend réviser cette directive d'ici à juin 2021 afin de renforcer jusqu'à 41% l'objectif d'efficacité.
- **Interconnexion des réseaux électriques:** l'objectif correspondant a été fixé à 15% de l'électricité produite sur le territoire national à l'horizon 2030.

«Clean Energy Package»

Afin de mettre en œuvre l'Union de l'énergie⁶¹, 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 refonte de la *directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*⁶², 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. La nouvelle version du *règlement sur le marché intérieur de l'électricité*⁶³, également issu du troisième paquet sur le marché 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, au premier chef en raison de l'étroite interconnexion des marchés électriques de la Suisse et de l'UE, qui est entretenue depuis des dizaines d'années. La Suisse ignore encore si la forte ouverture des lignes transfrontalières au sein de l'UE en vue du négoce de l'électricité aura des répercussions négatives sur la stabilité du réseau. De manière générale, si l'UE parvient à renforcer et à flexibiliser le marché européen de l'électricité, à garantir la sécurité de l'approvisionnement et à contenir les dispositions nationales isolées qui perturbent le bon fonctionnement du marché, la Suisse bénéficiera aussi des prix plus bas (que pour des marchés moins intégrés), des conditions-cadre stables et de la sécurité d'approvisionnement accrue qui en résulteront. Mais l'existence d'un accord sur l'électricité déterminera également si et dans quelle mesure la Suisse profitera de ces retombées positives.

⁶⁰ 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.

⁶¹ 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.

⁶² 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)

⁶³ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

- **Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER):** la révision du *règlement sur l'ACER*⁶⁴ adapte le rôle de l'agence aux nouveaux cadres légaux pour le marché intérieur de l'électricité et la sécurité d'approvisionnement électrique. Le but est de façon générale de renforcer le rôle de l'ACER. 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. Sans accord sur l'électricité, la contribution de la Suisse à l'ACER reste limitée.
- **Efficacité énergétique:** suite à l'Accord de Paris, l'UE a adapté les objectifs de la *directive relative à l'efficacité énergétique*⁶⁵ au cadre de politique climatique et énergétique fixé pour 2030. Désormais, un objectif d'efficacité non contraignant de 32,5% s'applique au niveau de l'UE⁶⁶. La *directive actualisée sur la performance énergétique des bâtiments*⁶⁷ doit rendre ceux-ci plus «intelligents» et soutenir plus vigoureusement leur assainissement. La Suisse n'est pas concernée par ces deux directives.
- **Énergies renouvelables:** une nouvelle version de la *directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (directive SER)*⁶⁸ doit conduire à augmenter encore la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique d'ici à 2030. 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*). La directive contient notamment des dispositions visant la promotion, la production propre et l'autoconsommation d'énergie, le marché de la chaleur, les garanties d'origine (GO) et les critères de durabilité concernant la bioénergie. Elle encourage aussi les États membres à ouvrir leurs systèmes de promotion au-delà de leurs frontières. Sans accord sur l'électricité, les garanties d'origine suisses ne sont plus reconnues par les États membres de l'UE dès 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. La Suisse continuera à reconnaître les garanties d'origine européennes.
- **Sécurité de l'approvisionnement en électricité:** le nouveau *règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité*⁶⁹ 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 cyber-attaques 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, sans pouvoir faire valoir quelque droit.

⁶⁴ 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)

⁶⁵ 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

⁶⁶ 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.

⁶⁷ Directive (UE) 2018/844 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments et la directive 2021/27/UE relative à l'efficacité énergétique

⁶⁸ 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)

⁶⁹ 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

- **Gouvernance de l'Union de l'énergie:** le but du nouveau *règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie*⁷⁰ 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 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.

Évolution par rapport aux objectifs pour 2020

L'UE s'est fixé à l'horizon 2020 des objectifs quantitatifs pour les domaines suivants: émissions de gaz à effet de serre, énergies renouvelables, efficacité énergétique et interconnexion des réseaux électriques. Le degré de réalisation des objectifs se présente comme suit (sources: Eurostat, 2020 / COM(2017) 718 final / Conseil européen, 2014):

- **Émissions de gaz à effet de serre:** au niveau de l'Union, l'objectif contraignant est une réduction de 20% d'ici à 2020 par rapport au niveau de 1990. Selon des informations provisoires, les émissions de gaz à effet de serre (y c. les émissions du trafic aérien international) étaient en 2018 inférieures de 20,6% à celles de 1990 et donc en-deçà de l'objectif pour 2020.
- **Énergies renouvelables:** d'ici à 2020, 20% de l'énergie totale consommée dans l'UE doivent provenir de sources renouvelables. Cet objectif à l'échelle de l'Union est contraignant. Il a été complété par des objectifs, également contraignants, applicables aux divers États membres. La part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale n'a cessé de progresser dans l'UE: elle était de 18,9% en 2018. L'UE devrait donc dépasser son objectif de 2020.
- **Efficacité énergétique:** l'UE s'est donné pour objectif non contraignant d'améliorer l'efficacité énergétique de 20% d'ici à 2020⁷¹. En 2018, la consommation énergétique primaire a baissé de 0,6% par rapport à l'année précédente et la consommation énergétique finale s'est stabilisée (+0,1%). Il n'est pas encore certain que l'objectif de 2020 soit réalisé.
- **Interconnexion des réseaux électriques:** en 2014, le Conseil européen a appelé tous les États membres à développer d'ici à 2020 leurs lignes de transport transfrontalières afin que chaque pays puisse transférer aux États voisins au moins 10% de l'électricité produite sur son territoire national. Selon la Commission, huit États n'ont pas encore atteint cet objectif.

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

L'UE développe son marché intérieur de l'énergie depuis les années 1990, en particulier dans les secteurs de l'électricité et du gaz. D'ailleurs, le développement avancé du marché intérieur européen de l'électricité a des conséquences sur la Suisse, et plus précisément sur le marché de l'électricité, l'exploitation du réseau et le négoce de l'électricité aux frontières. Le *règlement sur le marché intérieur de l'électricité* est l'un des textes fondateurs de ce marché sur le plan juridique. Il pose également des jalons en vue d'autres actes réglementant les activités transfrontalières dans le négoce de l'électricité et dans l'exploitation des réseaux de transport. Sur cette base, plusieurs «Network Codes» ou Guidelines dans le domaine de l'électricité sont entrés en vigueur en 2015 sous la forme de règlements d'application de la

⁷⁰ 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

⁷¹ L'objectif de 2030 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.

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. On peut citer à titre d'exemple l'introduction de règles pour les nouvelles plates-formes de négoce entre les pays membres de l'UE. Grâce aux Network Codes, de nombreuses plates-formes de négoce sont créées pour différents produits électriques. Les réglementations concernant l'attribution des capacités et la gestion des problèmes de congestion⁷², celles concernant l'attribution des capacités à long terme⁷³ et celles concernant l'équilibrage du réseau dans le système d'approvisionnement en électricité⁷⁴ 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 ou accord-cadre institutionnel. 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 des éléments critiques 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 de ces éléments suisses dans 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. Une nouvelle version du *règlement sur le marché intérieur de l'électricité* est entrée en vigueur au milieu de l'année 2019 dans le cadre du «Clean Energy Package» de l'UE (cf. ci-dessus). La Commission devra dès lors examiner et réviser les anciens Network Codes. De plus, de nouveaux Network Codes ont été définis, notamment en matière de cybersécurité.

Soucieux d'assurer suffisamment la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans le marché «energy only» (EOM), plusieurs États membres de l'UE ont introduit diverses formes de **mécanismes de capacité**. Dans l'UE, on entend par mécanisme de capacité un dispositif par lequel les producteurs d'électricité et les autres fournisseurs de capacité tels les prestataires de gestion de la charge, reçoivent une rémunération pour se tenir à disposition en cas de besoin. Mais la propagation de tels mécanismes nationaux a suscité la critique au sein de l'UE. C'est pourquoi la Commission européenne a présenté en 2016 le rapport final sur son enquête sectorielle des mécanismes de capacité. Elle y montre que les mécanismes de capacité ont pour effet de distordre la concurrence, qu'ils menacent les objectifs de décarbonisation et qu'ils peuvent pousser le prix de la sécurité d'approvisionnement à la hausse. La Commission a clairement établi que le soutien public aux fournisseurs de capacité représente fondamentalement des aides étatiques qui devraient, à ce titre, respecter les dispositions de l'UE sur les aides publiques. En appliquant les règles relatives aux aides d'État, la Commission entend garantir que les États membres n'introduisent des mécanismes de capacité que s'ils s'avèrent nécessaires. Aux yeux de l'UE, les mécanismes de capacité nationaux ne sauraient conduire à ce que le marché intérieur de l'UE récemment constitué ne se désagrège en marchés nationaux, les consommateurs devant en supporter les coûts tandis que les objectifs climatiques seraient menacés. Certains États membres ont néanmoins

⁷² Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

⁷³ Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

⁷⁴ Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

mis en place des mécanismes de capacité avec l'accord des autorités européennes de la concurrence. Outre son enquête sectorielle, ils existent, par le paquet de mesures «Une énergie propre pour tous les Européens», de meilleures règles pour les marchés de capacité sur le marché intérieur de l'UE. Ces règles font partie du *règlement sur le marché intérieur de l'électricité* (source: C(2016) 2107 final).

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

En avril 2019, l'UE a décidé de **modifier la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel**⁷⁵. L'adaptation concerne les conduites de gaz de l'UE à destination ou en provenance de pays tiers. En vertu de cette directive, ces conduites sont soumises à la législation européenne sur le marché du gaz (accès de tiers au réseau, règles de tarification, dissociation des structures de propriété et transparence) dès lors qu'elles se situent sur le territoire des États membres de l'UE. Ceux-ci peuvent mettre en place des dérogations pour les conduites de gaz qui ont été achevées avant 2019. Pour ce faire, l'État membre sur le territoire duquel est situé le premier point de connexion d'une conduite en provenance d'un pays tiers doit consulter ce dernier avant de décider de la nécessité de déroger aux dispositions européennes. La Commission est également compétente en la matière. Jusqu'à nouvel ordre, cette nouveauté n'a aucune répercussion directe sur la Suisse aussi parce que les points de raccordement transfrontaliers vers la Suisse du côté des pays voisins sont aujourd'hui déjà gérés selon les règles du marché intérieur européen. La façon dont les États membres de l'UE traitent les conduites de gaz à destination ou en provenance de pays tiers est toutefois pertinente pour la Suisse, car c'est un pays de transit majeur pour le gaz transporté depuis la France et l'Allemagne vers l'Italie (et aussi dans l'autre sens depuis août 2017 grâce à l'inversion du flux).

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. Les éléments essentiels du règlement⁷⁶ révisé en 2017 sont 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, une coopération régionale plus étroite et une transparence accrue par l'obligation faite aux entreprises gazières d'annoncer leurs contrats à long terme qui revêtent une importance pour la sécurité de l'approvisionnement. Pour la Suisse, qui est un pays de transit du gaz, il reste encore à déterminer si et comment elle pourrait s'intégrer dans le mécanisme de crise de l'UE et la coopération régionale. La Suisse continuera de participer 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 et auxquelles elle est invitée de cas en cas depuis 2013 (*cf. chapitre Sécurité de l'approvisionnement en gaz*).

Infrastructure énergétique

Dans sa **communication** du 24 novembre 2017 intitulée **Renforcer les réseaux énergétiques de l'Europe**, la Commission informe sur l'objectif supérieur, prescrit à l'horizon 2030, d'un taux d'interconnexion de 15% (l'UE avait fixé un taux d'au moins 10% pour 2020; *cf. ci-dessus*). Cet objectif signifie que chaque État membre devrait prévoir des lignes électriques de manière à ce qu'au moins 15% de l'électricité produite dans ses centrales électriques puissent être transférés par-delà ses frontières dans les pays voisins. La Commission propose de mettre en œuvre cet objectif d'interconnexion par une série de nouveaux seuils plus spécifiques permettant de déterminer où le développement des capacités de raccordement est urgent. La Suisse, qui est particulièrement bien interconnectée avec ses pays voisins en comparaison européenne, remplit tous ces critères selon la communication visée. La principale action de l'UE pour

⁷⁵ Directive (UE) 2019/692 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2019 modifiant la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

⁷⁶ 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

réaliser ses objectifs d'interconnexion consiste à mettre en œuvre les **projets d'intérêt commun (PIC)**. La Commission a publié la quatrième liste de ce genre le 31 octobre 2019. L'actuelle liste PIC comprend des projets transfrontaliers qui concernent le territoire suisse. La prochaine (cinquième) liste de PCI entrera vraisemblablement en vigueur début 2021 (sources: COM(2017) 718 final / C(2019) 7772 final).

Autres sujets

Comme mentionné ci-dessus, l'UE s'est fixé de nouveaux objectifs pour la période 2021-2030 afin de réduire les émissions. À cet effet, l'instrument essentiel dans le cadre de sa **politique climatique est le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE**, qui a été révisé. La version révisée de la directive correspondante⁷⁷ est entrée en vigueur en avril 2018. Le développement du SEQE est aussi d'importance pour la Suisse, qui a relié son système d'échange de quotas d'émissions avec celui de l'UE le 1^{er} janvier 2020. Comme dans l'UE, les émissions de CO₂ de l'aviation civile et des éventuelles centrales à énergies fossiles seront dorénavant prises en compte dans le SEQE suisse. Grâce à ce couplage, les entreprises suisses peuvent participer au marché européen des quotas d'émissions, qui est plus vaste et liquide, et bénéficier des mêmes conditions de concurrence que les entreprises de l'UE (sources: COM, 2017 / Conseil fédéral, 2017b+2019e).

Dans le domaine de la **mobilité**, un règlement établissant des normes de performance plus strictes en matière d'émissions de CO₂ pour les voitures de tourisme neuves et pour les véhicules utilitaires légers neufs est en vigueur depuis 2019⁷⁸. Il précise que les émissions moyennes de CO₂ par kilomètre des voitures de tourisme immatriculées en 2030 dans l'UE devront être inférieures de 37,5% aux valeurs de 2021. La réduction est fixée à 31% pour les véhicules utilitaires légers. Le règlement définit également la conversion des valeurs cibles actuelles entre 2021 et 2024 en raison de la nouvelle procédure de mesure du CO₂ intitulée WLTP. De plus, l'UE a mis en place pour la première fois des *normes de performance en matière d'émissions de CO₂ pour les véhicules utilitaires lourds*. Entré en vigueur en août 2019, le règlement correspondant⁷⁹ stipule que les émissions des véhicules utilitaires lourds neufs en 2030 devront être inférieures de 30% à celles enregistrées pendant la période de référence, qui va de juillet 2019 à juin 2020. En Suisse, ces nouvelles prescriptions à partir de 2021 ont été reprises dans la révision totale de la loi sur le CO₂. Jusqu'en 2024, des valeurs cibles de 95 grammes de CO₂ par kilomètre pour les voitures de tourisme et de 147 grammes de CO₂ par kilomètre pour les véhicules utilitaires légers s'appliqueront; elles sont converties conformément à la procédure de mesure WLTP dès 2021 (sources: COM(2017) 676 final / Conseil fédéral 2017a / Conseil de l'Union européenne, 2019 / COM, 2018 / COM, 2019a).

En ce qui concerne l'**efficacité énergétique** des appareils, un règlement-cadre d'étiquetage de la consommation énergétique (étiquette-énergie)⁸⁰ est en vigueur depuis 2017. L'UE réintroduit l'échelle initiale de A à G à partir du 1^{er} mars 2021, mais à un niveau plus élevé: la catégorie A+++ devient ainsi B ou C. De plus, l'UE adapte les exigences relatives aux indications sur la consommation d'énergie dans les documents de vente et la publicité. La Suisse adopte simultanément ces prescriptions et la nouvelle étiquette. Pour ce faire, le Conseil fédéral a décidé en avril 2020 de réviser l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (OEEE). Une partie des modifications est déjà entrée en vigueur le

⁷⁷ Directive (UE) 2018/410 du Parlement européen et du Conseil du 14 mars 2018 modifiant la directive 2003/87/CE afin de renforcer le rapport coût-efficacité des réductions d'émissions et de favoriser les investissements à faible intensité de carbone, et la décision (UE) 2015/1814

⁷⁸ Règlement (UE) 2019/631 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2019 établissant des normes de performance en matière d'émissions de CO₂ pour les voitures particulières neuves et pour les véhicules utilitaires légers neufs, et abrogeant les règlements (CE) n° 443/2009 et (UE) n° 510/2011 (refonte)

⁷⁹ Règlement (UE) 2019/1242 du Parlement européen et du Conseil du 20 juin 2019 établissant des normes de performance en matière d'émissions de CO₂ pour les véhicules utilitaires lourds neufs et modifiant les règlements (CE) n° 595/2009 et (UE) 2018/956 du Parlement européen et du Conseil et la directive 96/53/CE

⁸⁰ Règlement (UE) 2017/1369 du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2017 établissant un cadre pour l'étiquetage énergétique et abrogeant la directive 2010/30/UE.

15 mai 2020, le reste devrait suivre début ou courant 2021 (source: COM, 2019b / Conseil fédéral, 2020d).

Conventions intergouvernementales concernant le domaine de l'énergie: La Commission entend garantir, par des examens préalables, que les accords intergouvernementaux qui ont été conclus par les États membres de l'UE avec des pays tiers et qui présentent de l'intérêt pour la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'UE soient plus transparents et en tous points compatibles avec le droit européen. La Russie est principalement visée ici. Cet examen préalable est notamment obligatoire dans les domaines du gaz et du pétrole. Le projet est entré en vigueur en 2017⁸¹. À ce stade, la Suisse n'en a pas été affectée.

Politique climatique internationale

Lors de la 25^e conférence sur le climat (COP25) de Madrid à la mi-décembre 2019, aucune règle sur des mécanismes du marché excluant la double prise en compte des réductions d'émissions réalisées à l'étranger n'a pu être approuvée pour poursuivre la mise en œuvre de l'**Accord de Paris**. La Suisse déplore cette décision et entend, avec plusieurs États partenaires, s'engager à respecter des règles de marché ambitieuses. Elle envisage également une coopération bilatérale imminente avec différents pays. Le Conseil fédéral a autorisé à cette fin des accords avec le Pérou et le Ghana en 2020. Prévue fin 2020 à Glasgow, la COP26 a été reportée d'un an, à novembre 2021, en raison de la pandémie de COVID-19. Adopté en décembre 2015 par les différentes nations après des années de négociations, l'Accord de Paris 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 deux degrés Celsius la hausse globale de la température par rapport au niveau préindustriel, des efforts devant être entrepris afin de limiter l'augmentation à 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 de concilier les flux financiers avec une voie menant à un développement à faible émission de gaz à effet de serre et résilient aux changements climatiques. Dans l'intervalle, les 197 parties à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (UNFCCC) ont adhéré à l'Accord de Paris et 189 l'ont ratifié. Le 1^{er} juin 2017, le président américain Donald Trump a fait savoir que les États-Unis voulaient se retirer de l'Accord de Paris. Ainsi les États-Unis seraient le seul parti à la Convention-cadre qui ne participerait pas à l'accord. En raison des délais de résiliation, la sortie formelle n'est possible qu'en novembre 2020. D'ici là, les États-Unis demeurent de jure partie au contrat.

La Suisse a déposé son instrument de ratification le 6 octobre 2017, après que l'Assemblée fédérale a approuvé l'Accord en date du 16 juin 2017. En entérinant l'Accord, l'Assemblée fédérale a également adopté l'objectif de réduction global des gaz à effet de serre de 50% à l'horizon 2030 par rapport à 1990. Cet objectif est toutefois assorti d'une clause selon laquelle la répartition entre la part indigène et la part étrangère ne seront déterminées qu'au moment de la mise en œuvre sur le plan national (selon la révision totale de la loi sur le CO₂, au moins 75% des réductions nécessaires doivent se faire en Suisse). Depuis la ratification, la Suisse est en outre juridiquement tenue de prendre des mesures d'atténuation et d'adaptation aux changements climatiques. Elle devra 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. Le Parlement a transposé l'Accord de Paris dans le droit suisse lors de la révision totale de la loi sur le CO₂. Celle-ci devrait entrer en vigueur début 2022, sous réserve d'un éventuel référendum.

⁸¹ Décision (UE) 2017/684 du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2017 établissant un mécanisme d'échange d'informations en ce qui concerne les accords intergouvernementaux et les instruments non contraignants conclus entre des États membres et des pays tiers dans le domaine de l'énergie, et abrogeant la décision n° 994/2012/UE

En 2018, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a exposé dans un rapport spécial les conséquences d'un réchauffement mondial de 1,5 degré et les a comparées avec l'impact d'un réchauffement de 2 degrés. Il ressort clairement de ce rapport que déjà une augmentation de la température moyenne d'au moins 1,5 degré à l'échelle mondiale aurait 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 CO₂ doit déjà atteindre le niveau de zéro émission nette dès le milieu du siècle pour limiter ce réchauffement climatique à 1,5 degré. Le Conseil fédéral, en se basant sur ces travaux, a chargé l'OFEV de réexaminer les objectifs climatiques à long terme et d'inventorier les actions possibles. Le 28 août 2019, il a par ailleurs décidé 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 garantira la contribution de la Suisse à la limitation du réchauffement climatique à 1,5 degré au plus à l'échelle mondiale. Début septembre 2019, lors de la consultation sur le contre-projet direct à l'initiative pour les glaciers, le Conseil fédéral a proposé 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, 2020e+f+2019b+2017a / DETEC, 2020 / IPCC, 2018 / OFEV, 2018).

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

La Suisse négocie avec l'UE **un accord bilatéral sur l'électricité**. Pour l'essentiel, il s'agit d'un accord visant l'octroi mutuel de l'accès au marché de l'électricité. Ses contenus et sa portée sont largement définis, mais quelques-uns de ses aspects, dans divers domaines, font encore l'objet de négociations. Celles-ci marquent le pas depuis le milieu de l'année 2018, car l'UE conditionne leur poursuite aux progrès des discussions avec la Suisse sur un accord institutionnel. Avec le Clean Energy Package (CEP), le cadre réglementaire de l'UE s'est largement développé dans le domaine de l'énergie. Ceci demandera probablement une adaptation du mandat de négociation, étant donné que la base de négociations utilisée jusqu'ici, le troisième paquet sur le marché intérieur de l'électricité, a été remplacée par le CEP.

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 marché de l'électricité, la sécurité d'approvisionnement en électricité, la flexibilité de ce marché et l'hydrogène. Mi-juin 2020, Simonetta Sommaruga, présidente de la Confédération, a signé à Bruxelles une déclaration politique commune du Forum pentalatéral de l'énergie sur le rôle de l'hydrogène dans la décarbonisation du système énergétique. En mai, les gestionnaires des réseaux de distribution des États membres du forum ont publié leur troisième rapport commun sur la sécurité régionale de l'approvisionnement en électricité. Swissgrid, qui gère le réseau de distribution en Suisse, a également participé à cette analyse. La Suisse continuera de participer à ce forum.

Les nombreuses interdépendances entre la Suisse et ses pays voisins dans le domaine de l'énergie appellent un approfondissement des **relations bilatérales**. En 2020, l'énergie et le climat ont été des thèmes abordés lors des visites de Simonetta Sommaruga, présidente de la Confédération, en Autriche, en Ukraine et en Allemagne. Lors de discussions avec Ursula von den Leyen, présidente de la Commission européenne, au WEF à Davos ainsi qu'avec Giuseppe Conte, président du Conseil des ministres italien, à Rome, la dimension «verte» des mesures de stabilisation de l'économie suite à la pandémie de Covid-19 a été discutée.

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). En ce qui concerne la Charte de l'énergie, la Suisse s'est engagée afin que des négociations concernant la modernisation du contrat soient lancées à partir de 2020, en particulier dans le but d'adapter le contrat aux exigences actuelles de la décarbonisation et de la nouvelle pratique dans le domaine de l'accord sur la protection des investissements. En juillet et septembre 2020, deux cycles de négociations ont eu lieu. Les négociations devraient se poursuivre en 2021. 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 de 2019 à 2020 à l'IRENA, ce qui est également prévu pour 2021 et 2022. De plus, elle collabore au sein de l'Agence internationale de l'énergie atomique de l'ONU. Par ailleurs, l'AIE a procédé en novembre 2017 à son audit approfondi de la politique énergétique de la Suisse. Le rapport en a été présenté en octobre 2018. La politique énergétique suisse y reçoit de bonnes notes, mais l'AIE recommande de promouvoir la transformation du système énergétique en harmonie avec la politique climatique et de développer le cadre réglementaire nécessaire à cet effet.

(Sources: Conseil fédéral, 2019c / DETEC, 2020 / OCDE/AIE, 2018).

Liste bibliographique et des sources

- Avenegy Suisse (2020): Rapports annuels 2013-2019.
- AFD/DGD (2020): Administration fédérale des douanes/Direction générale des douanes, Charge fiscale sur les carburants et combustibles 2019.
- AFF (2020): Administration fédérale des finances, Évolution des taux applicables à la TVA 2019.
- ASIG (2020): Association suisse de l'industrie gazière, Statistique annuelle 2019.
- Balthasar, A., Schalcher, H.R. (2020): Recherche pour l'avenir énergétique de la Suisse. Résumé du Programme national de recherche «Énergie».
- BMW (2020): BMW (2020): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Nationale Wasserstoffstrategie.
- C(2016) 2107 final: Rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité.
- C(2019) 7772 final: Annexe au Règlement délégué (UE) .../... de la Commission modifiant le règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.
- COM(2016) 860 final: Communication de la Commission européenne, Une énergie propre pour tous les Européens.
- COM(2017) 718 final: Communication de la Commission européenne sur le renforcement des réseaux énergétiques de l'Europe.
- COM(2017) 676 final: Proposition de règlement établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves et pour les véhicules utilitaires légers neufs dans le cadre de l'approche intégrée de l'Union visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules légers.
- COM(2018) 773 final: Communication de la Commission européenne, Une planète propre pour tous Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat.
- COM(2019) 640 final: Communication de la Commission européenne, Le pacte vert pour l'Europe.
- COM(2020) 21 final: Communication de la Commission européenne, Plan d'investissement pour une Europe durable Plan d'investissement du pacte vert pour l'Europe.
- COM(2020) 80 final: Proposition de règlement du Parlement Européen et du Conseil établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant le règlement (UE) 2018/1999 (loi européenne sur le climat).
- COM(2020) 299 final: Communication de la Commission européenne, Alimenter en énergie une économie neutre pour le climat: une stratégie de l'UE pour l'intégration du système énergétique.
- COM(2020) 301 final: Communication de la Commission européenne, Une stratégie de l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre.
- COM(2020) 562 final: Communication de la Commission européenne, Accroître les ambitions de l'Europe en matière de climat pour 2030 Investir dans un avenir climatiquement.
- COM(2020) 564 final: Évaluation à l'échelle de l'UE des plans nationaux en matière d'énergie et de climat Une planification intégrée dans le domaine de l'énergie et du climat pour faire progresser la transition verte et promouvoir la reprise économique.
- COM (2017): Communiqué de presse de la Commission européenne du 9 novembre 2017, EU Emissions Trading System: landmark agreement between Parliament and Council delivers on EU's commitment to turn Paris Agreement into reality.
- COM (2018): Communiqué de presse de la Commission européenne du 18 décembre 2018, Europe accelerates the transition to clean mobility: Co-legislators agree on strong rules for the modernisation of the mobility sector.
- COM (2019): Communiqué de presse de la Commission européenne du 1^{er} octobre 2019, De nouvelles règles pour des appareils ménagers plus durables, et explications du 11 mars 2019 sur les nouvelles étiquettes-énergie.
- COM (2020): Discours du 16 septembre 2020 d'Ursula von der Leyen, présidente de la Commission, sur l'état de l'Union lors de l'assemblée plénière du Parlement européen, Bruxelles.

COMCO (2020): Commission de la concurrence, communiqué du 4 juin 2020, La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale.

Conseil de l'Union européenne (2018): Avis et propositions.

Conseil de l'Union européenne (2019): Avis et propositions.

Conseil européen (2014): Conclusions de la réunion des 23 et 24 octobre.

Conseil européen (2019): Conclusions de la réunion du 12 décembre.

Conseil européen (2014): Conclusions de la réunion du 17-21 juillet.

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 (2017a): Message relatif à la révision totale de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2020, FF 2018 229.

Conseil fédéral (2017b): Message concernant l'approbation de l'accord conclu entre la Suisse et l'Union européenne sur le couplage de leurs systèmes d'échange de quotas d'émission et sa mise en œuvre (Modification de la loi sur le CO₂), FF 2018 399.

Conseil fédéral (2018): Procédure de consultation sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché de l'électricité, réserve de stockage et modernisation de la régulation du réseau), FF 2018 6431.

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): Communiqué de presse du 7 juin 2019 sur le dossier européen.

Conseil fédéral (2019d): Consultation relative à la loi sur l'approvisionnement en gaz.

Conseil fédéral (2019e): Communiqué de presse du 13 novembre 2019 sur l'adoption de l'adaptation de l'ordonnance sur le CO₂ relative au couplage des systèmes d'échange de quotas d'émission de la Suisse et de l'UE.

Conseil fédéral (2020a): 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 (2020b): Communiqué de presse du 11 novembre 2020 sur une loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables.

Conseil fédéral (2020c): Procédure de consultation. Révision de la loi sur l'énergie (mesures à partir de 2023), FF 2020 3019.

Conseil fédéral (2020d): Communiqué de presse du 22 avril 2020 sur des modifications de l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique (OEEE).

Conseil fédéral (2020e): Procédure de consultation. Initiative populaire «Pour un climat sain (initiative pour les glaciers)» et le contre-projet direct (arrêté fédéral relatif à la politique climatique), FF 2020 6814.

Conseil fédéral (2020f) : Communiqués de presse du 14 octobre et du 18 novembre sur des accords entre la Suisse et le Pérou respectivement le Ghana pour la protection du climat.

DETEC (2020): Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse 2018-2020.

Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).

Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe, Aktualisierung bis 2015 (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).

Eicher + Pauli (2020): Statistique suisse des énergies renouvelables 2019 (sur mandat de l'OFEN).

EICom (2020a): Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2019.

EICom (2020b): Commission fédérale de l'électricité, Données brutes des tarifs des gestionnaires suisses de réseau de distribution.

EICom (2020c): Commission fédérale de l'électricité, Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2018.

EICom (2020d): Commission fédérale de l'électricité, La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2020.

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

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

FMB (2019): Communiqué de presse du 20 décembre 2019, Arrêt définitif du fonctionnement de puissance de la centrale nucléaire de Mühleberg.

FMB (2020): Communiqué de presse du 16 septembre 2020, Mise hors service définitive de la centrale nucléaire de Mühleberg.

GRD (2020): 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 (2020): Rapport d'activité 2019.

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»).

KliK (2020): Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO₂ KliK, rapport annuel 2019.

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/IEA (2018): Agence internationale de l'énergie, Energy Policies of IEA Countries: Switzerland 2018 Review.

OCDE/AIE (2019): Agence internationale de l'énergie, Coal 2019: Analysis and Forecast to 2024.

OCDE/AIE (2020a): Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2019.

OCDE/AIE (2020b): Agence internationale de l'énergie, Oil 2019: Analysis and Forecasts to 2025.

OCDE/AIE (2020c): Agence internationale de l'énergie, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2019.

OCDE/AIE (2020d): Agence internationale de l'énergie, Gas 2019: Analysis and Forecasts to 2025.

OCDE/AIE (2020e): Agence internationale de l'énergie, Natural Gas Information: Overview 2020.

OCDE/AIE (2020f): Agence internationale de l'énergie, Coal Information: Overview 2020.

OCDE/AIE (2020g): Agence internationale de l'énergie, Electricity Information: Overview 2020.

OFAC (2020): Extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2019 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 (2020a): Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2019.

OFEN (2020b): Office fédéral de l'énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) 2019.

OFEN (2020c): Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse de l'électricité 2019.

OFEN (2020d): Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2018.

OFEN (2020e): Office fédéral de l'énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2019.

OFEN (2020f): Office fédéral de l'énergie, Remboursement du supplément réseau: récapitulatif des indicateurs 2017 et 2018.

OFEN/Swissgrid (2020): Informations sur l'état d'avancement des projets de réseau.

OFEV (2018): Office fédéral de l'environnement, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.

OFEV (2020): Office fédéral de l'environnement, Inventaire des gaz à effet de serre 2018.

OFS (2020a): Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2019.

OFS (2020b): Office fédéral de la statistique, Comptes nationaux de la Suisse 2019.

OFS (2020c): Office fédéral de la statistique, Indice suisse des prix à la consommation, prix moyens de l'énergie et des carburants 2019.

OFS/OFEV/ARE (2020): 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): Pentilateral 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 (2020a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2019 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).

Prognos/TEP/Infras (2020b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2019 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).

Pronovo (2020): Informations sur l'état du système de rétribution de l'injection et de la rétribution unique à la fin octobre 2020.

PSI (2017): Institut Paul Scherrer, Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies (sur mandat de l'OFEN).

PSI (2019): Institut Paul Scherrer, Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies – an update of potentials and electricity generation costs (sur mandat de l'OFEN).

Swissgas et ASIG (2020): Données transmises pour le calcul des normes relatives aux infrastructures / critère N-1.

Swissgrid (2015): Réseau stratégique 2025.

Swissolar (2020): Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2019 (sur mandat de l'OFEN).

UE (2020): 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

Figure 1	Valeurs indicatives de la loi sur l'énergie en vigueur et objectifs à long terme selon la Stratégie énergétique 2050	10
Figure 2	Champs thématiques et indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée) ..	13
Figure 3	Évolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)	16
Figure 4	Évolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées).....	17
Figure 5	Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh).....	18
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	20
Figure 7	Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)	21
Figure 8	Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs).....	22
Figure 9	Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %).....	24
Figure 10	Évolution de la consommation d'énergie finale en Suisse en fonction de l'application.....	25
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 (en MJ/CHF).....	26
Figure 12	Installations PV pour la consommation propre en 2019 (source: enquête auprès GRD) ...	27
Figure 13	Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 septembre 2020)	32
Figure 14	Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 septembre 2020, en années).....	33
Figure 15	Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km).....	38
Figure 16	Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport.....	39
Figure 17	Investissements (en gras) et amortissements (en traitillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)	40
Figure 18	Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels	41
Figure 19	Développement des transformateurs réglables avec régulation de la tension en charge...	42
Figure 20	Systèmes de commande et de réglage sur les niveaux de réseau les plus bas en 2019 (source: enquête auprès des GRD).....	44
Figure 21	Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale	46
Figure 22	Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques	47
Figure 23	Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%).....	48
Figure 24	Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2019.....	51
Figure 25	Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW).....	52
Figure 26	Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport	53
Figure 27	Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI).....	54
Figure 28	Ventes de gaz pour les installations mono- et bicombustibles (parts en%)	56

Figure 29	Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (Sources: Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN).....	57
Figure 30	Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %).....	58
Figure 31	Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %).....	60
Figure 32	Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières....	61
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	64
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)	67
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).....	68
Figure 36	Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh).....	70
Figure 37	Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)	71
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).....	73
Figure 39	Essence et diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)	74
Figure 40	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO ₂ par habitant).....	77
Figure 41	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO ₂ , sans le trafic aérien international)	78
Figure 42	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées).....	79
Figure 43	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées)	80
Figure 44	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)	83