

STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050 RAPPORT DE MONITORING 2019 VERSION ABRÉGÉE



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Office fédéral de l'énergie OFEN

TABLE DES MATIÈRES

5 INTRODUCTION

▶ 9 CHAMP THÉMATIQUE CONSOMMATION ET PRODUCTION ÉNERGÉTIQUES

- 10 Consommation énergétique finale par personne et par an
- 11 Consommation électrique par personne et par an
- 12 Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique)
- 13 Production hydroélectrique

▶ 15 CHAMP THÉMATIQUE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

- 16 Etat d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport
- 24 Enfouissement de lignes

▶ 27 CHAMP THÉMATIQUE SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

- 28 Diversification de l'alimentation énergétique
- 29 Dépendance vis-à-vis de l'étranger
- 30 Adéquation du système



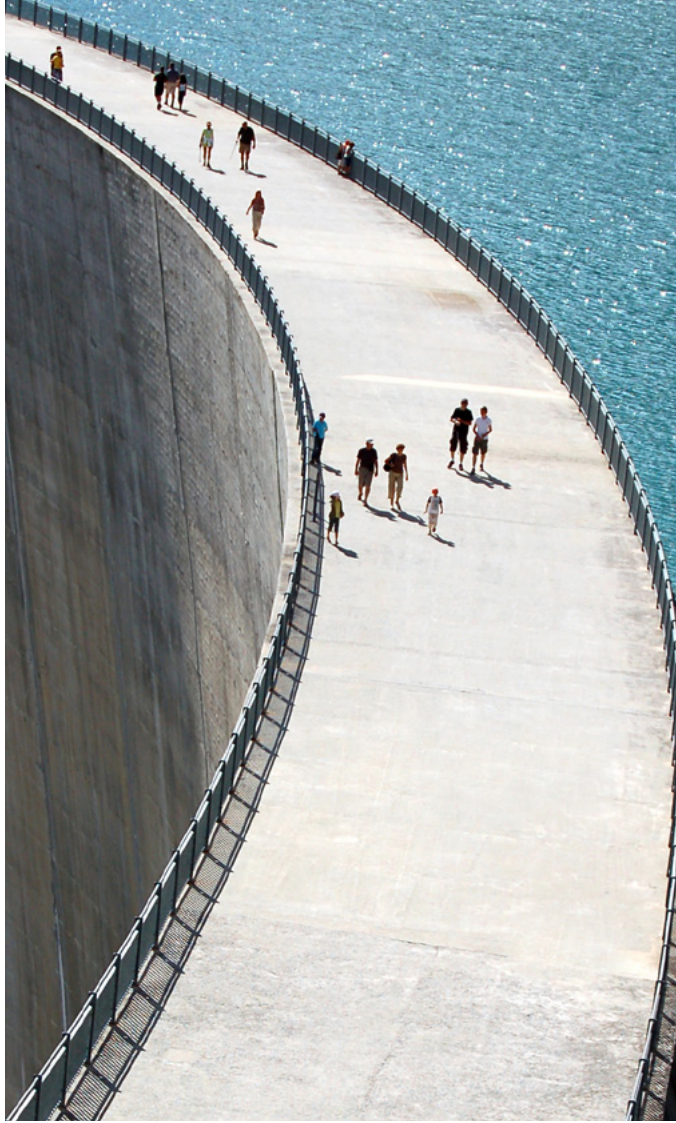


TABLE DES MATIÈRES

▶ 32 **CHAMP THÉMATIQUE** **DÉPENSES ET PRIX**

- 33 Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie
- 34 Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale

▶ 39 **CHAMP THÉMATIQUE** **EMISSIONS DE CO₂**

- 40 Emissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant
- 41 Emissions de CO₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs

▶ 43 **CHAMP THÉMATIQUE** **RECHERCHE ET TECHNOLOGIE**

- 44 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

▶ 46 **CHAMP THÉMATIQUE** **ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL**

- 47 Evolution des marchés globaux de l'énergie
- 49 Evolutions dans l'UE: le «Clean Energy Package»
- 51 Politique climatique internationale
- 52 Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie

53 LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

55 TABLE DES ILLUSTRATIONS

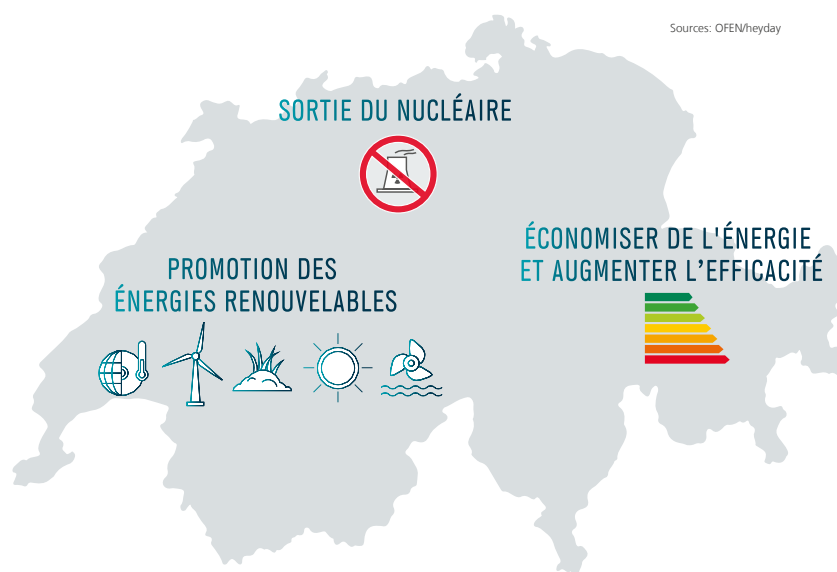


► INTRODUCTION

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 (Conseil fédéral, 2013).

Suite ►►►

Le peuple suisse a accepté la nouvelle législation sur l'énergie, entrée en vigueur début 2018, lors du vote référendaire du 21 mai 2017. De plus, le Conseil fédéral a réaffirmé le 27 septembre 2019 son souhait d'ouvrir complètement le marché de l'électricité afin d'accélérer l'introduction de produits et services innovants ainsi que l'essor du numérique dans le domaine de l'énergie. Dans le même temps, il a décidé de présenter une révision de la loi sur l'énergie qui améliore les incitations à investir dans les énergies renouvelables suisses (Conseil fédéral, 2019c+2018). 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) qui est actuellement discutée au Parlement 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 transformation du système énergétique suisse que vise la Stratégie énergétique 2050 est un projet de longue haleine. Mené par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) en collaboration avec le Secrétariat d'État à l'économie (SECO) et d'autres services fédéraux, le monitoring observe les évolutions et progrès déterminants, mesure le degré de réalisation des objectifs et étudie les coûts et les bénéfices économiques des mesures. Il permet également 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 loi sur l'énergie (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 pertinent.

Le présent rapport de monitoring 2019 (version abrégée, basée principalement sur des données jusqu'en 2018) traite des indicateurs et des parties descriptives choisis en les structurant selon les sept champs thématiques suivants (qui sont déduits de la Stratégie énergétique 2050, de la loi sur l'énergie et d'autres dossiers aux mains de la Confédération, notamment la stratégie Réseaux électriques, la politique climatique, le plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée»):

▶ CHAMP THÉMATIQUE	CONSOMMATION ET PRODUCTION ÉNERGÉTIQUES
▶ CHAMP THÉMATIQUE	DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU
▶ CHAMP THÉMATIQUE	SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT
▶ CHAMP THÉMATIQUE	DÉPENSES ET PRIX
▶ CHAMP THÉMATIQUE	ÉMISSIONS DE CO₂
▶ CHAMP THÉMATIQUE	RECHERCHE ET TECHNOLOGIE
▶ CHAMP THÉMATIQUE	ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL

➤ **La version détaillée du rapport de monitoring** contient encore d'autres indicateurs:
www.monitoringenergie.ch

En outre, un compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'intention du Parlement est prévu; il traite des études approfondies concernant d'autres thèmes et problématiques et permet de dresser un état des lieux de la politique énergétique.



► **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 remplacer partiellement l'abandon progressif des capacités des centrales nucléaires. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent les valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie (LEne) concernant la consommation d'énergie et d'électricité par personne aux horizons 2020 et 2035 ainsi que les valeurs indicatives concernant le développement de la production électrique à partir des nouvelles énergies renouvelables aux horizons 2020 et 2035 de même que de la production électrique hydraulique à l'horizon 2035.

CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE PAR PERSONNE ET PAR AN

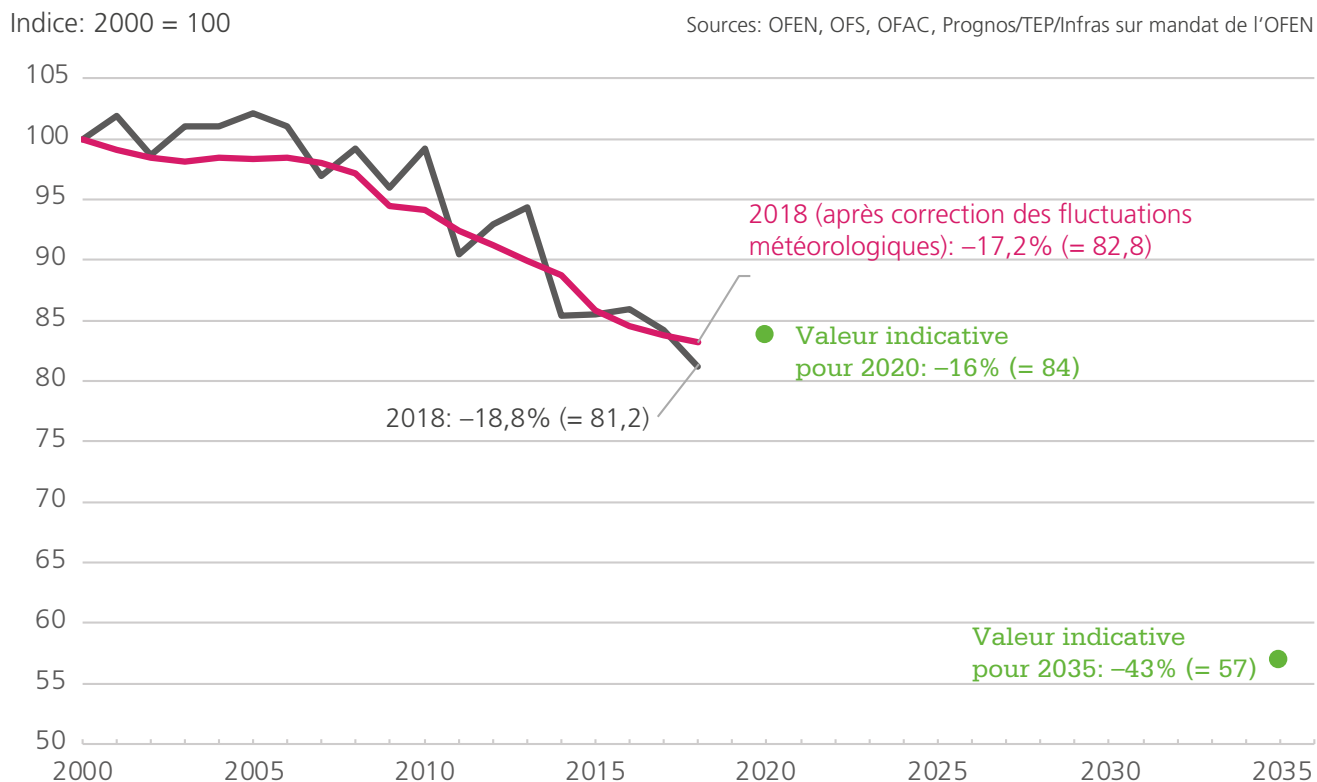


Figure 1: Évolution de la consommation énergétique finale¹ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant a baissé depuis 2000, comme le montre la **figure 1**. Cette diminution provient de ce que la consommation énergétique finale en chiffres absolus était de 1,9% plus basse en 2018 qu'en 2000, alors que l'effectif de la population avait augmenté de 18,5% 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 2018, la consommation énergétique par habitant était de 87,4 gigajoules (0,025 GWh), soit 18,8% de moins qu'en 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 17,2%, soit mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (cf. *courbe rouge*). 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. Le recul en 2018, par rapport à l'année précédente, de la consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus est principalement dû aux

températures plus élevées, qui ont entraîné une baisse de la demande de chauffage. Par ailleurs, le progrès technique et les mesures politiques ont sensiblement contribué à cette réduction. Sur l'ensemble de la période considérée de 2000 à 2018, 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 2018, 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, 2019a / OFS, 2019a / OFAC, 2019 / Prognos/TEP/Infras, 2019a+b).

¹ 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

Indice: 2000 = 100

Sources: OFEN, OFS, Prognos/TEP/Infras sur mandat de l'OFEN

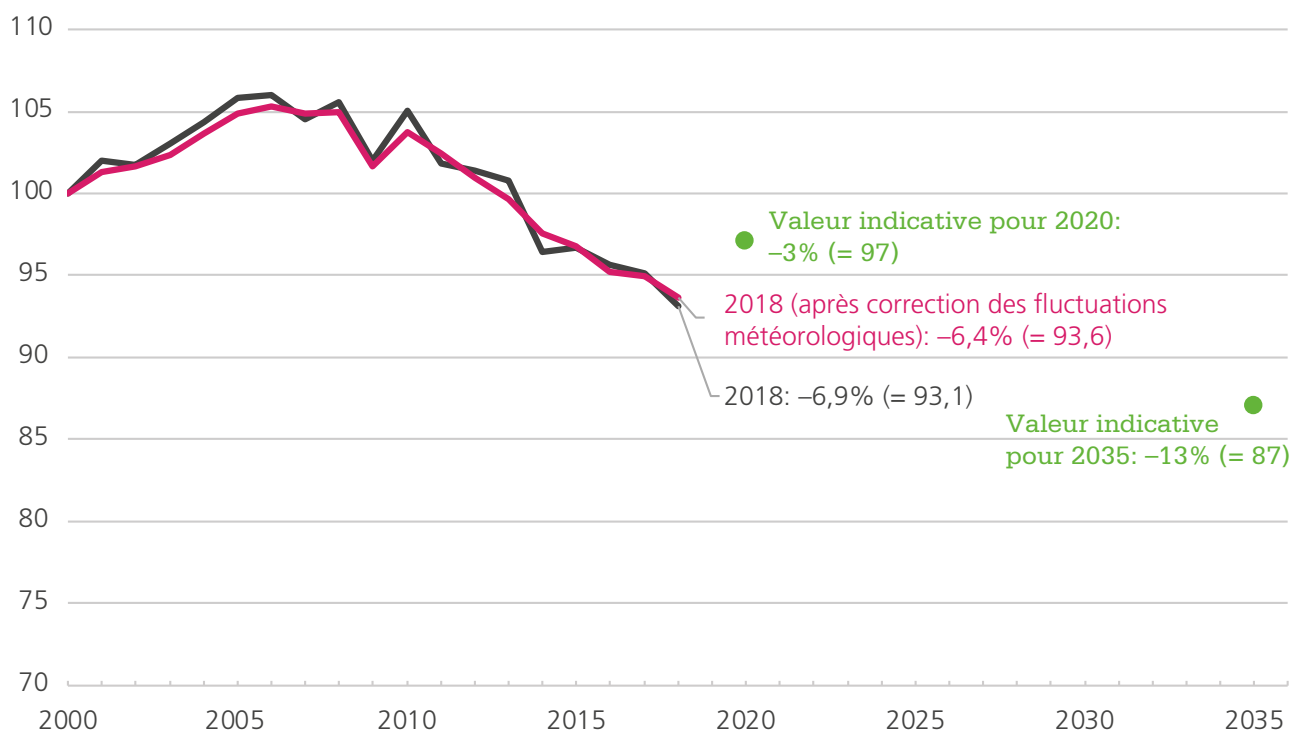


Figure 2: Évolution de la consommation électrique² par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

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 2**. La consommation électrique a fléchi de 0,1% entre 2006 et 2018, alors que l'effectif de la population progressait de 13,8% 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 2018, la consommation d'électricité par habitant était de 24 gigagoules (0,007 GWh), soit 6,9% de moins qu'en 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 6,4% (cf. courbe rouge). 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 pré-

vue pour 2035 (-13%). En 2018, la consommation électrique en chiffres absolus a reculé de 1,4% par rapport à l'année précédente, principalement grâce au progrès technique et aux mesures politiques. La hausse des températures a aussi fait baisser quelque 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 2018. 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, 2019a / OFS, 2019a / Prognos/TEP/Infras, 2019a+b).

² Sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.

PRODUCTION ÉLECTRIQUE ISSUE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (SANS LA FORCE HYDRAULIQUE)

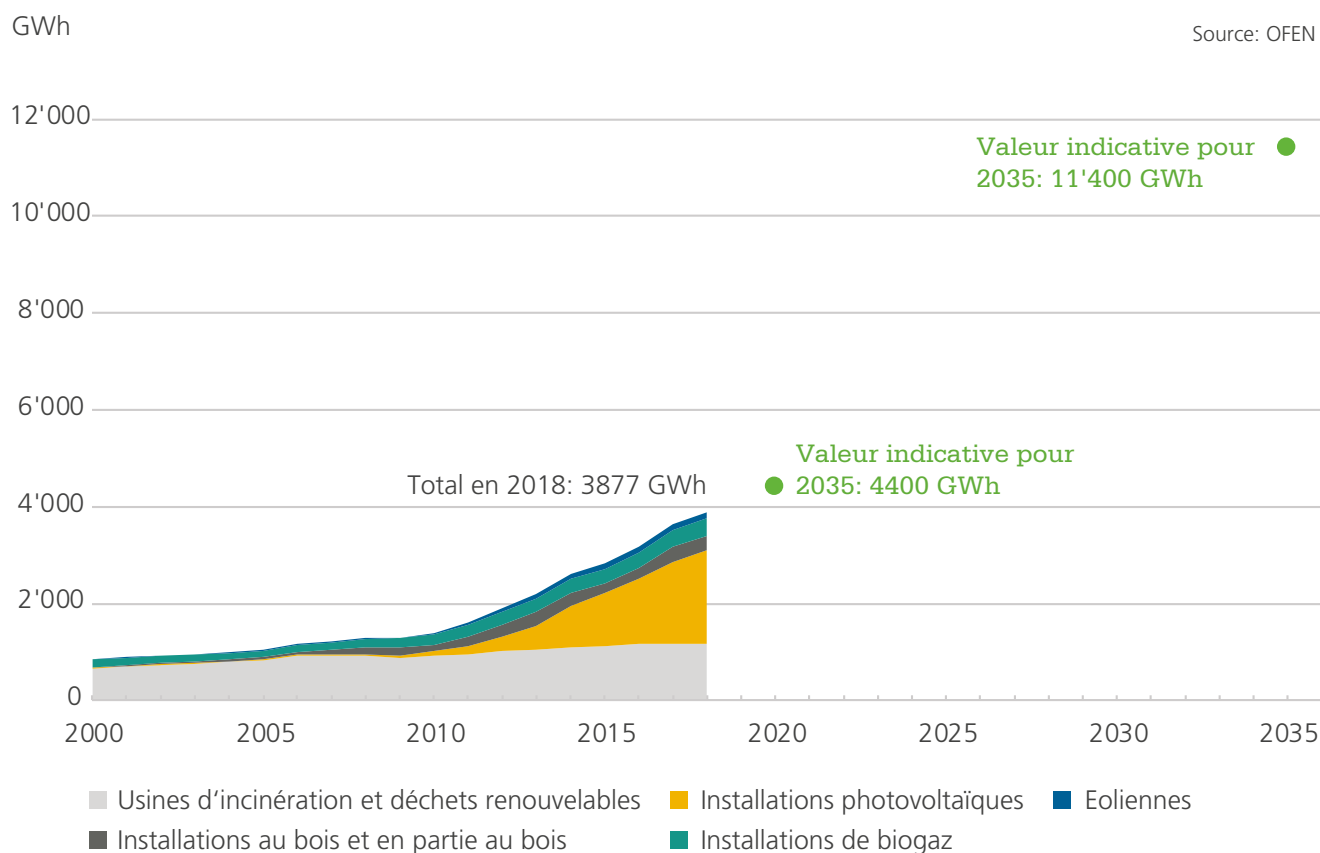


Figure 3: Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

La production électrique issue de sources renouvelables a augmenté depuis 2000, comme le montre la **figure 3**. Cette augmentation s'est accélérée depuis 2010. En 2018, la production était de 3877 GWh, soit 6,1% 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 82,6% de cette augmentation ont été atteints jusqu'en 2018. L'accroissement net réalisé en 2018 par rapport à l'année précédente a été de 224 GWh, la moyenne annuelle étant de 309 GWh depuis 2011. Un accroissement net moyen de 262 GWh par an sera nécessaire durant les années 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 443 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 50,1% de la production d'électricité d'origine renouvelable. 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 30,2%, derrière le photovoltaïque, 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 2018: 7,5%). La croissance de la production d'électricité à partir de biogaz est légèrement plus faible (part en 2018: 9,1%). Enfin, l'énergie éolienne s'est également accrue depuis 2010, mais sa part dans la production électrique d'origine renouvelable demeure faible (3,1%). Aucune installation géothermique n'a été réalisée à ce stade pour produire de l'électricité (source: OFEN, 2019a).

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

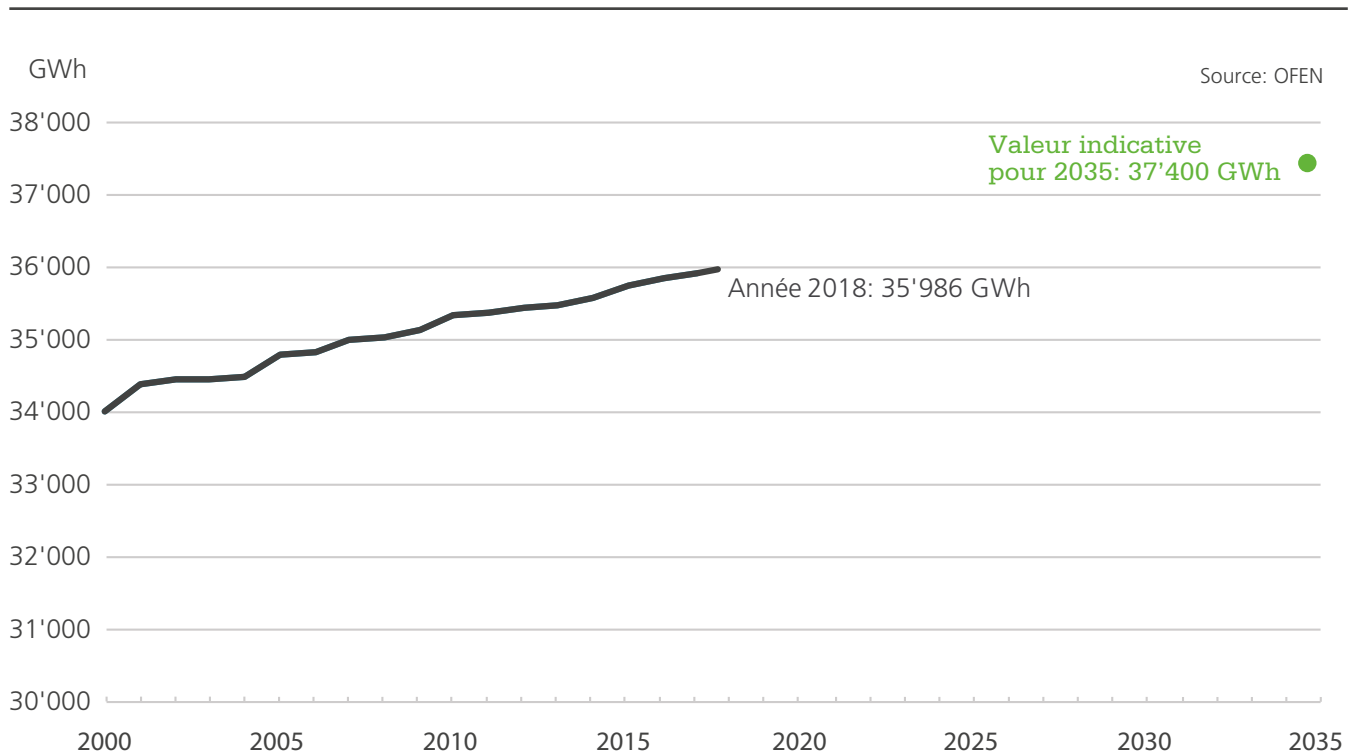


Figure 4: Evolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique³ depuis 2000 (GWh)

La **figure 4** (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 le développement ainsi que l'optimisation des installations existantes. La production moyenne attendue était de 35 986 GWh en 2018 (état au 1.01.2019), 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, 30,9% de cet accroissement ayant été réalisés jusqu'en 2018. L'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 107 GWh. Il est en moyenne de 90 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net durant les années à venir devra être de 83 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 (sources: OFEN, 2019b+e).

³ Production moyenne attendue comprenant la production attendue des microcentrales hydroélectriques <300 kW (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.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **PRODUCTION ET CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUES** (Version détaillée du rapport de monitoring)



► DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

La Stratégie énergétique 2050 et la transformation du système énergétique qu'elle implique, de même que l'environnement international posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques en particulier, qui relie la production à la consommation, est d'une importance cruciale. C'est également l'objectif de la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques), qui fait partie de la Stratégie énergétique 2050 bien qu'elle ait été élaborée dans le cadre d'un projet distinct (Conseil fédéral, 2016). Le monitoring se concentre dans un premier temps sur les réseaux électriques.

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 garantit 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 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 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'Office fédéral de l'énergie (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 ré-

En avril 2015, la société nationale du réseau Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau⁴ 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 de même que d'autres projets importants. L'attention se concentre sur les projets de ligne qui sont décrits dans la **figure 5**.

⁴ Cf. www.swissgrid.ch/reseau2025

seau 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 monitoring, la phase de projet de construction commence au moment où le corridor de projet est arrêté (c'est-à-dire au moment où la phase de PSE se termine). 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'Inspection fédérale des installations à courant fort (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.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁵	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁶
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	2021
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 extension pour une tension de 380 kV. ▪ Élimination du goulet d'étranglement actuel ▪ Contribution à la sécurité des réseaux suisse et européenne 	Réalisation	2022
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–Ernen)/En service (Ernen–Ulrichen) 4.3. PAP OFEN (Agarn–Stalden)/PAP ESTI (Chippis–Agarn) 4.4. Projet de construction	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. Réalisation 5.2. Avant-projet 5.3. PSE 5.4. Avant-projet	2027

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15.10.2019)

⁵ État 15 octobre 2019.

⁶ Selon la planification Swissgrid.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁵	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁶
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	2027
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 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (ligne du Grimsel)	<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 ▪ 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 	Avant-projet	2035
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nouvelle ligne de 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 Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel–Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz–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 Réalisation/partiellement en service	2017–2019
Axe Stratégique Réseau (ASR) dans la région de Genève	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Enfouissement de la ligne de 220 kV existante reliant Foretaille à Verbois sur env. 4,5 km le long de l'aéroport de Genève 	Réalisation	2022

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15.10.2019)

5 État 15 octobre 2019.

6 Selon la planification Swissgrid.

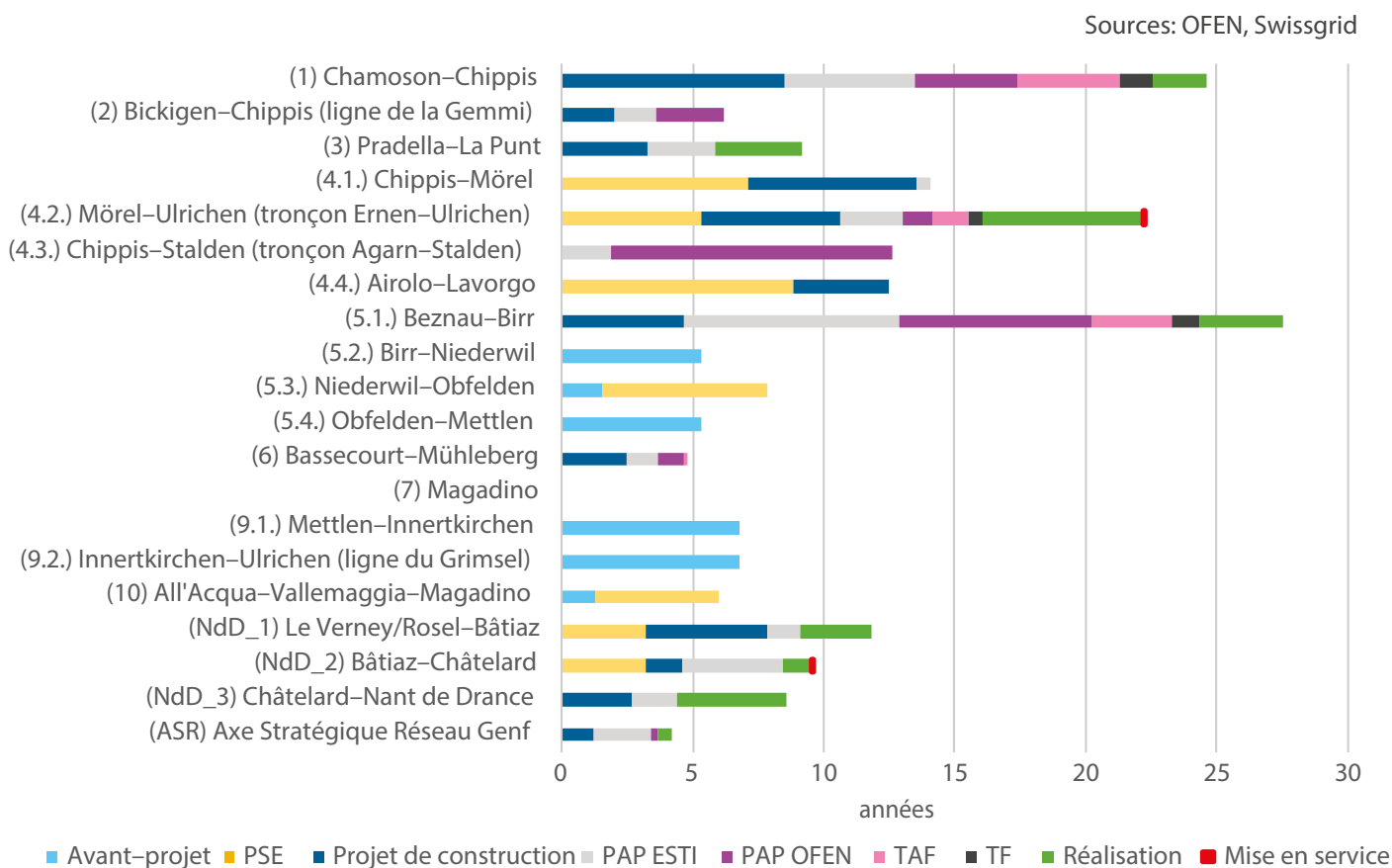


Figure 6: Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2019, en années)⁷

La **figure 6** présente la durée des phases de projet des divers projets de réseau énumérés sur les pages 18 et 19. 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.

⁷ **Remarques méthodologiques:** a) pour les projets de réseau dont l'histoire antérieure est déjà longue, la durée a été calculée à partir du nouveau lancement du projet concerné; b) pour les projets de réseau dont l'histoire antérieure est déjà longue, les phases de l'avant-projet et du projet de construction ne sont plus toujours identifiables, raison pour laquelle elles n'apparaissent pas dans certains cas dans la figure; c) d'entente avec Swissgrid, des hypothèses ont été retenues pour les dates de référence qui ne sont plus précisément traçables aujourd'hui; d) lorsque les instances judiciaires ont renvoyé une «décision PAP» à l'OFEN, la durée supplémentaire de la procédure a été répartie à raison de moitié entre la phase «PAP de l'OFEN» et la phase «projet de construction».

DESCRIPTION SOMMAIRE DES DIVERS PROJETS DE RÉSEAU (ÉTAT AU 15 OCTOBRE 2019):

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 1er 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. Le projet continue de rencontrer une forte résistance au sein de la population. Deux anciens recourants ont chacun déposé une demande en révision et une requête d'effet suspensif auprès du Tribunal fédéral, qui a cependant rejeté en octobre 2018 les deux requêtes d'effet suspensif et, fin janvier 2019, les demandes de révision. La mise en service de la ligne est prévue pour 2021.

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 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 de 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 220 kV de dérivation de la centrale électrique d'Ova Spin, installée sur la ligne aérienne actuelle entre Zernez et Pradella, sera remplacée par un terne 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 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 en 2022.

4. Chippis–Lavorgo

Le projet de réseau Chippis–Lavorgo devrait entrer en service en 2024. 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 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 devrait démarrer en 2020.

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 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 est actuellement en phase PAP auprès de l’ESTI.

4.4 Airolo–Lavorgo

Le projet concernant cette ligne a été soumis à une procédure PSE de presque neuf ans. Il se trouve depuis trois bonnes années et demi en phase de projet de construction.

5. Beznau–Mettlen

Le projet de réseau Beznau–Mettlen devrait entrer en service en 2027. 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. Il a ensuite traversé pendant des années les phases de planification et d’autorisation. 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.

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 PSE; en 2016, une importante étape intermédiaire était franchie lorsque la zone de projet fut définie.

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 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. Sous réserve de l’avancée de la procédure en cours, la mise en service de la ligne est prévue pour 2027.

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

Le projet comprenant les tronçons *Mettlen–Innertkirchen* (9.1.) et *Innertkirchen–Ulrichen* (9.2., ligne du *Grimsel*) en est depuis plusieurs années au stade de l'avant-projet afin de préparer la procédure PSE. Prévues pour 2025 conformément au Réseau stratégique 2025, la mise en service est actuellement planifiée pour 2035.

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 PSE, lancée en 2015. L'année suivante, la définition de la zone de projet a permis de franchir une étape intermédiaire importante. La procédure 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 de 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 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). Ces deux projets partiels sont entrés en 2016 dans la phase de réalisation; en 2017, la ligne aérienne *Châtelard–La Bâtiaz* a été achevée et mise en service. Depuis juillet 2015, le troisième projet partiel est également en cours de construction, les phases «projet de construction» et «PAP» s'étant déroulée assez rapidement (deux ans et demi, respectivement à peine deux ans) et une procédure PSE n'étant pas nécessaire. Les lignes sont mises en service progressivement depuis 2018.

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 existante de 220 kV 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 PSE n'était pas nécessaire). Selon la planification actuelle, la ligne devrait entrer en service fin 2022.

(Sources: OFEN/Swissgrid, 2019, 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 objectifs⁸. 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)⁹. 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.

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 7**. 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 violette* dans la figure ci-dessous, dont l'échelle est différente). La tendance au câblage souterrain y est encore peu marquée. De plus, une diminution est observée entre 2014 et 2015, dont les raisons restent floues. Les trois niveaux de réseau de distribution (lignes aériennes et câbles, raccordement des clients finaux compris) ont une longueur totale d'environ 195 672 kilomètres, dont 87% 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 6590 kilomètres. Le projet de réseau «Beznau–Birr» (cf. *ci-dessus*) prévoit un câblage partiel au «Gäbühübel», à Bözberg/Riniken, Swissgrid enfouissant pour la première fois une ligne à très haute tension de 380 kV sur un long tronçon d'env. 1,3 km. Un autre projet comprend le câblage d'une ligne de transport existante de 220 kV sur une distance de 4,5 km dans le canton de Genève, dans le cadre d'ASR (cf. *ci-dessus*) (sources: ElCom, 2019a/OFEN/Swissgrid, 2019).

⁸ Cf. *Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité*, publié par l'OFEN: www.bfe.admin.ch.

⁹ La plupart des lois et des ordonnances relatives à la stratégie Réseaux électriques sont entrées en vigueur le 1er juin 2019. Les dispositions relatives au facteur de surcoût ne s'appliqueront qu'à compter du 1er juin 2020 afin que les projets déjà bien avancés puissent être achevés selon le droit actuel.

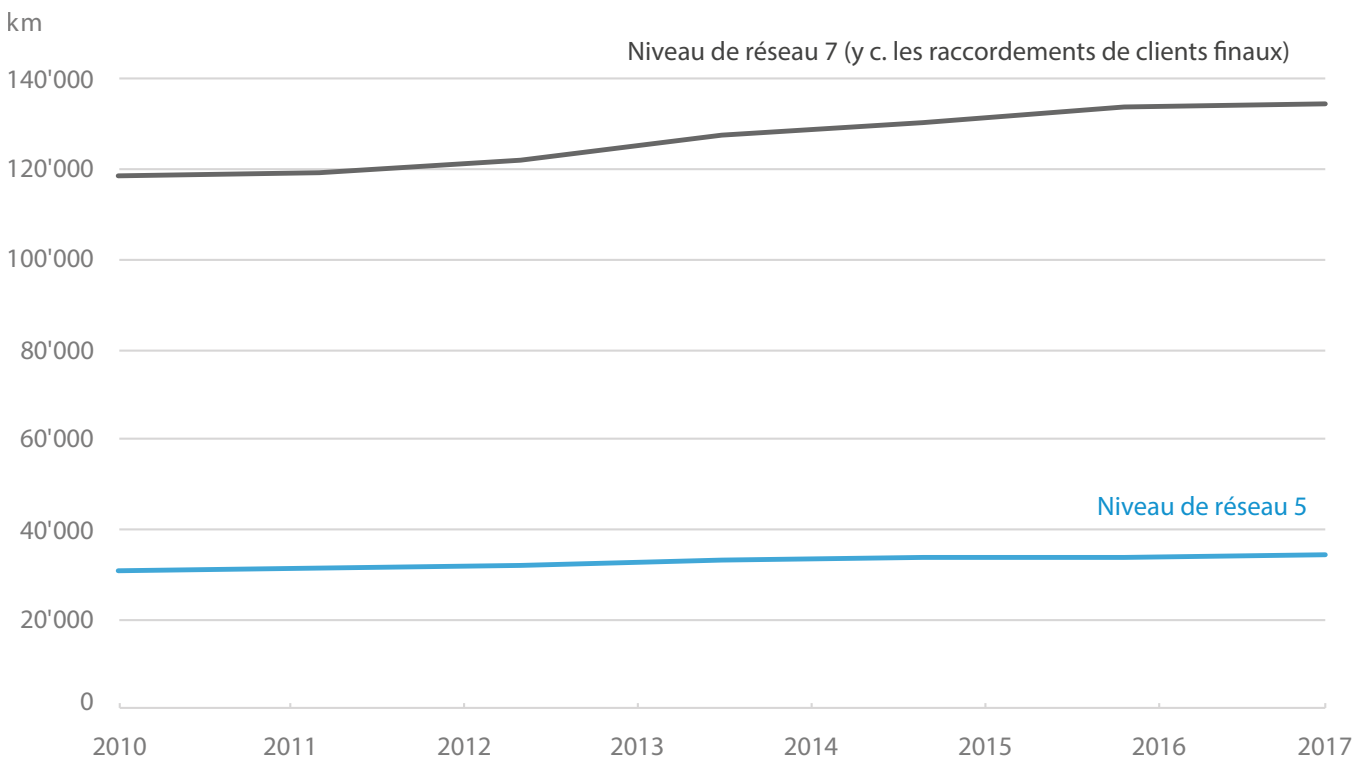
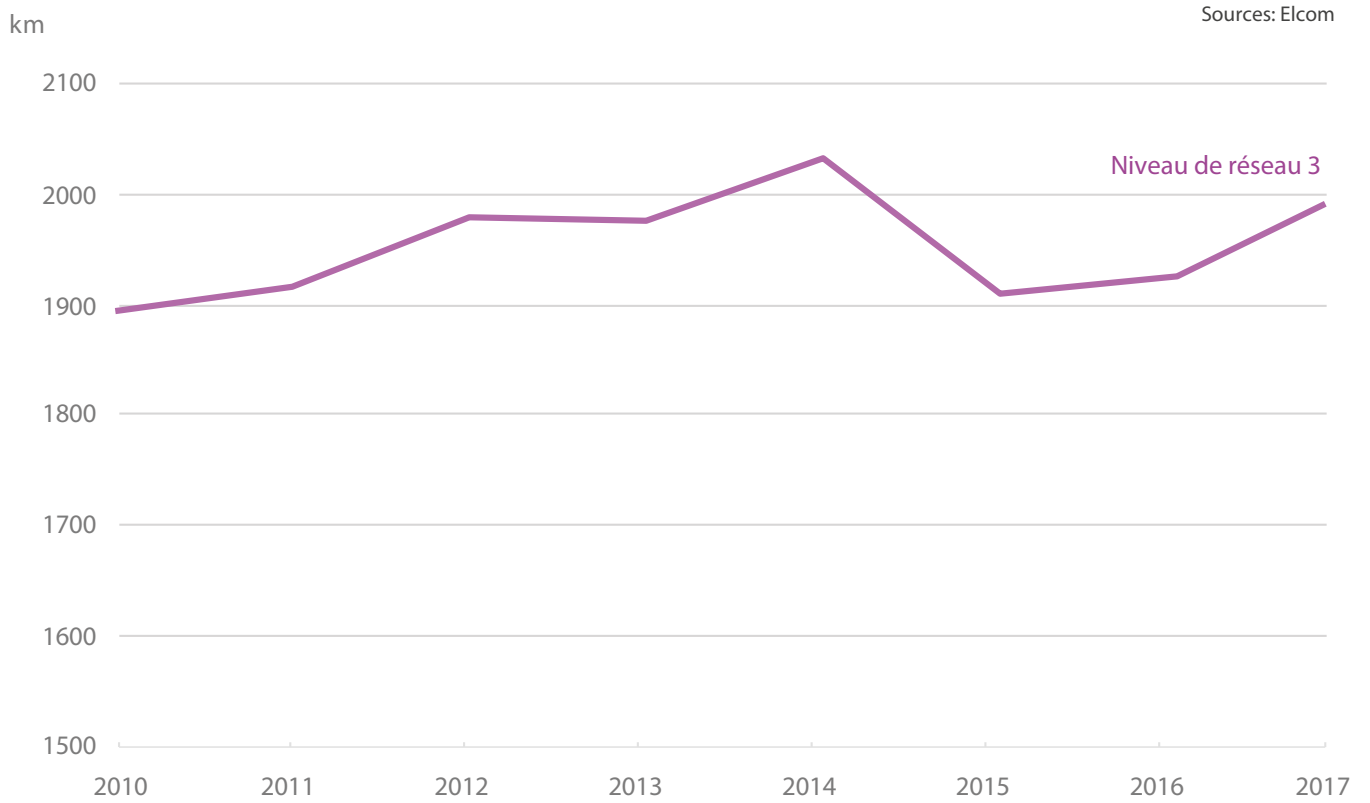


Figure 7: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

A background image of a sunflower field under a bright sky. The sunflowers are in various stages of bloom, with some in sharp focus in the foreground and others blurred in the background. The lighting is warm, suggesting a sunny day.

► 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. Dans une perspective d'ensemble, le monitoring observe des indicateurs – la répartition entre les agents énergétiques (diversification) et la dépendance de l'étranger – qui révèlent des aspects importants de l'évolution de la sécurité de l'approvisionnement. En outre, eu égard à la sortie progressive de l'énergie nucléaire, au développement des énergies renouvelables, à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la décarbonisation à plus long terme du système énergétique, l'attention se concentre sur le domaine de l'électricité.

DIVERSIFICATION DE L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE

La **figure 8** montre qu'environ la moitié de la consommation finale d'énergie en 2018 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 2018, en raison du recul de la consommation de combustibles pétroliers. Le gaz (+2,5%), l'électricité (+3%), le bois et le charbon de bois (+1,3%), les autres énergies renouvelables (+2,6%) et la chaleur à distance (+0,8%) ont vu leurs parts augmenter. Par rapport à l'année précédente, les plus grands écarts dans la ventilation 2018 concernaient les combustibles pétroliers (-1,1%), les carburants pétroliers (+1,3%), le gaz (-0,5%) et les énergies renouvelables (+0,3%). Dans l'ensemble, la sécurité d'approvisionnement est largement diversifiée, ce qui contribue à la bonne sécurité d'approvisionnement de la Suisse (Source: OFEN, 2019a).

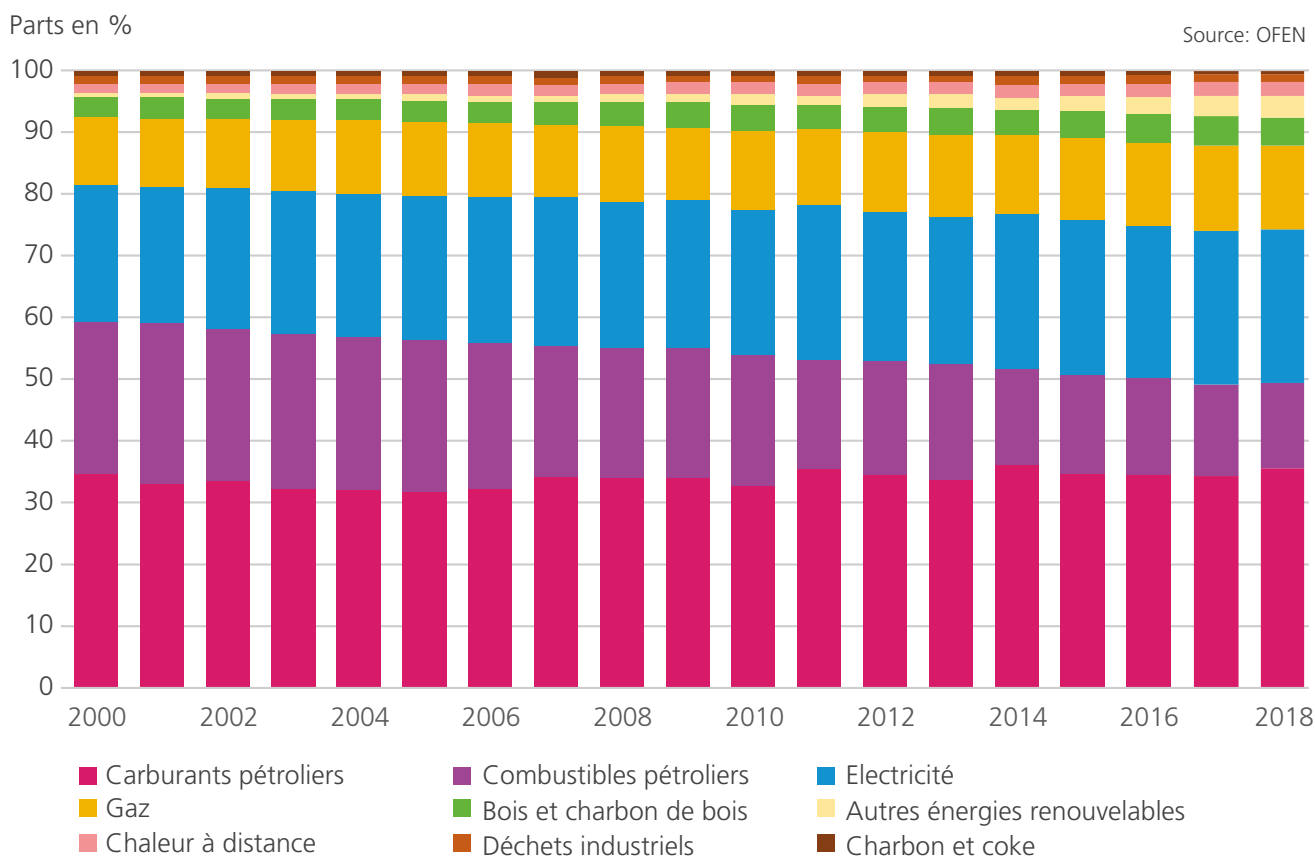


Figure 8: Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

DÉPENDANCE VIS-À-VIS DE L'ÉTRANGER

La **figure 9** 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 noire, 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 2018, elle était de 75% (75,3% en 2017 et 75,8% en 2016). 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 (sources: OFEN 2019a / OFS/OFEV/ARE, 2019).

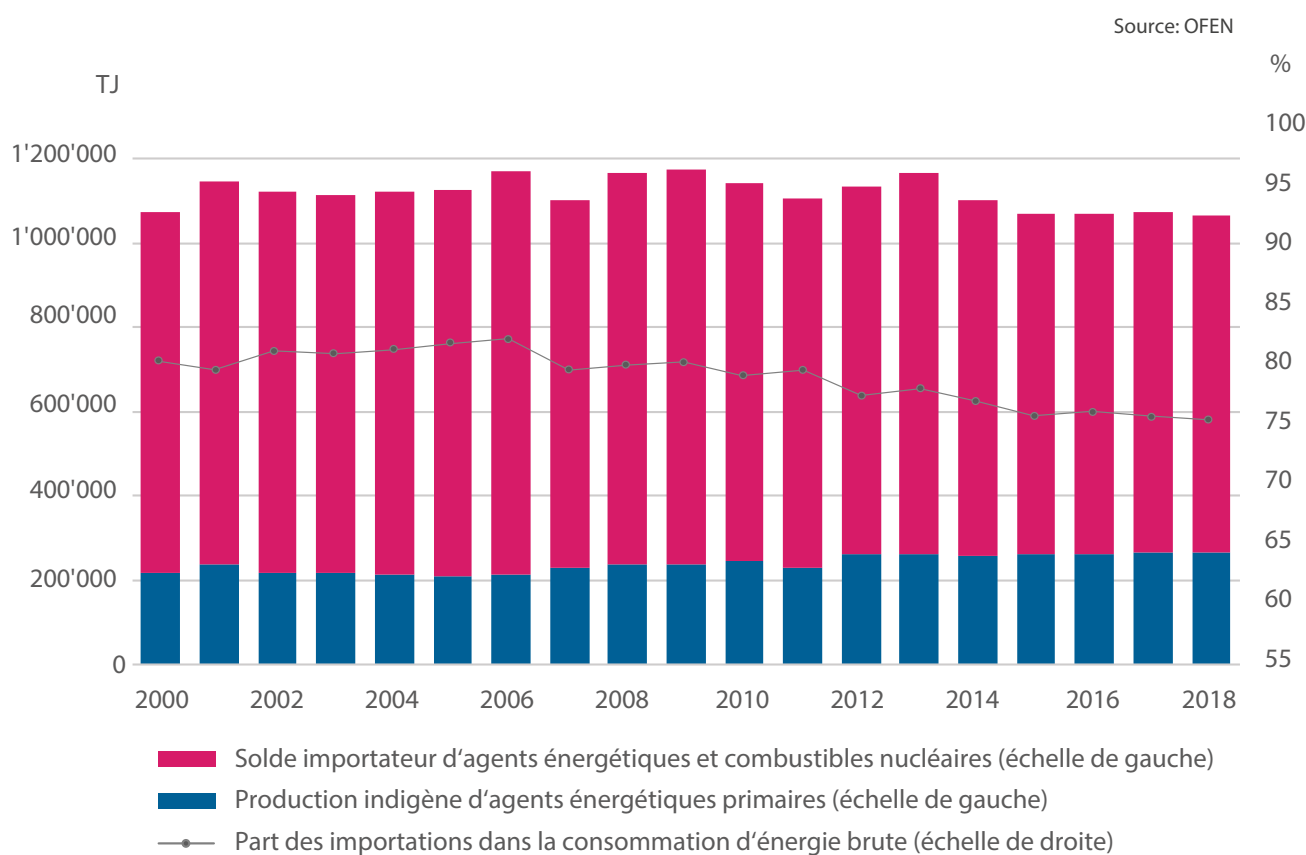


Figure 9: Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

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. La sécurité de l'approvisionnement implique nécessairement une étroite coordination internationale. 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. 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 quantitatifs de l'analyse actualisée sont dans l'ensemble cohérents avec ceux de la première édition datant de 2017: les scénarios considérés révèlent que les situations d'approvisionnement susceptibles d'apparaître à plus long terme peuvent être gérées grâce à des mesures opérationnelles à court terme par Swissgrid, la société nationale du réseau de transport. Dans les scénarios, l'approvisionnement de la Suisse demeurerait globalement favorable, même si l'Allemagne abandonnait les centrales au charbon et la France réduisait précocement la capacité de ses centrales nucléaires. Cette évaluation vaut également pour la période postérieure à l'arrêt des centrales nucléaires en Suisse. Il convient toutefois de noter que la sécurité d'approvisionnement sera

alors garantie par un volume croissant d'électricité importée. D'autre part, la force hydraulique suisse profite des changements du mix de la production dans les pays européens, puisque son recours sera multiplié pendant les périodes de pointe susceptibles d'apparaître au sein de l'UE. Eu égard à la future mise en œuvre de l'Accord de Paris et au renforcement de l'objectif climatique à long terme de la Suisse (zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050), l'analyse actualisée s'est penchée sur une électrification accrue de la demande. Selon les premiers indices en résultant (il n'existe encore aucun résultat exhaustif solide, car les scénarios cohérents de décarbonisation qui ne portent pas uniquement sur le secteur de l'électricité et la Suisse font jusqu'à présent défaut), la demande d'électricité devrait progresser à long terme, posant par conséquent de nouveaux défis (sources: Université de Bâle/EPFZ, 2019+2017).

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique

SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT:

- [Version détaillée du rapport de monitoring](#)
- [Rapport de l'OFEN sur la modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse \(en allemand, résumé en français\)](#)

► DÉPENSES ET PRIX

Outre la sécurité et l'impact environnemental, 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 sans pour autant menacer la compétitivité internationale de la place économique suisse. C'est pourquoi ce champ thématique se concentre sur les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie et sur les prix de l'énergie.

DÉPENSES DES CONSOMMATEURS FINAUX POUR L'ÉNERGIE

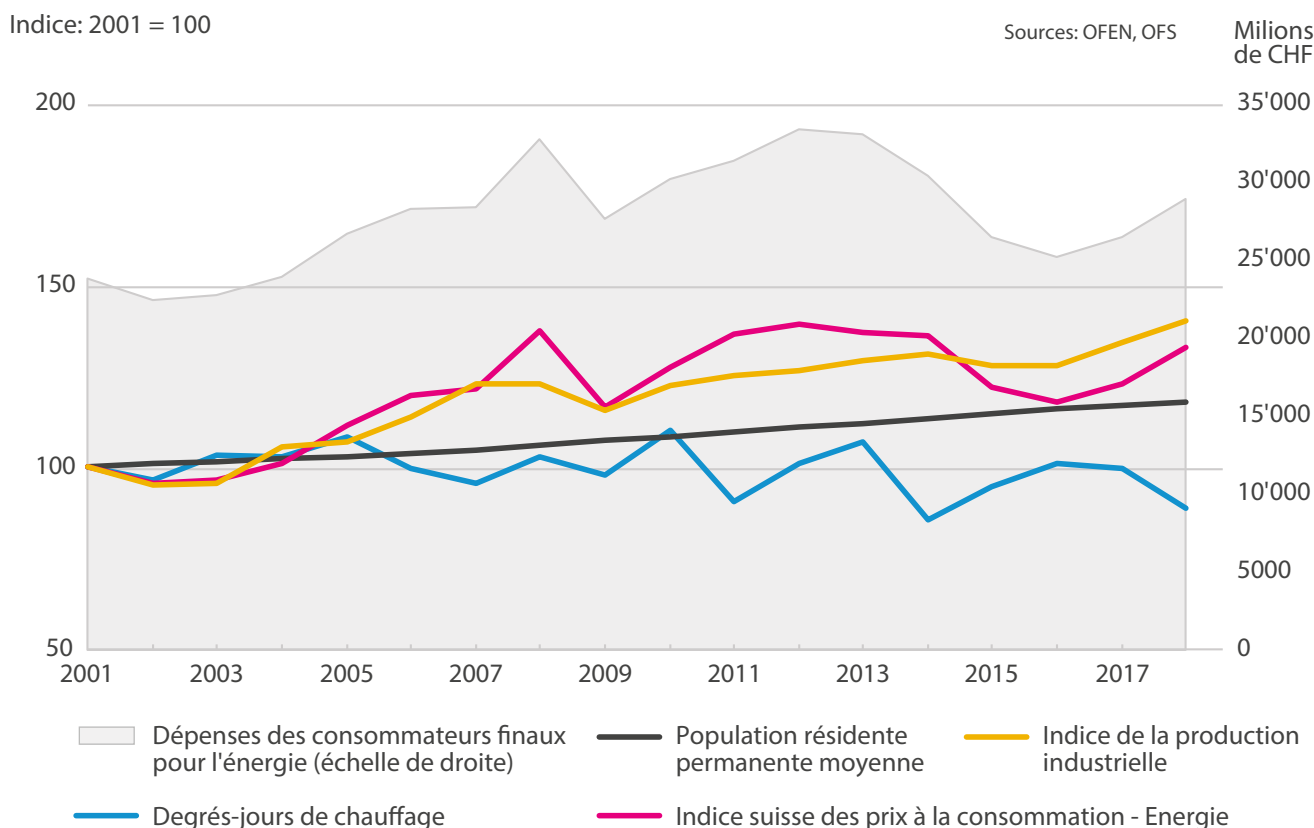


Figure 10: Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)

La **figure 10** 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 28,9 milliards de francs en 2018. La moitié de ces dépenses concernent les produits pétroliers, un tiers revient à l'électricité, à peine 10% sont pour le gaz, tandis que le reste regroupe les dépenses pour les combustibles solides et la chaleur à distance. Entre 2001 et 2018, cette évolution correspond en moyenne à une augmentation de 1,1% par 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 1,6% 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. En outre, 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 2018, comme cela avait été le cas en 2017, les dépenses des consommateurs finaux ont progressé par rapport à l'année précédente, notamment en raison d'une légère augmentation des prix. Cependant, l'amélioration de l'efficacité énergétique peut freiner la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (sources: OFEN, 2019a / OFS, 2019a).

PRIX DE L'ÉNERGIE DANS LES SECTEURS INDUSTRIELS EN COMPARAISON INTERNATIONALE

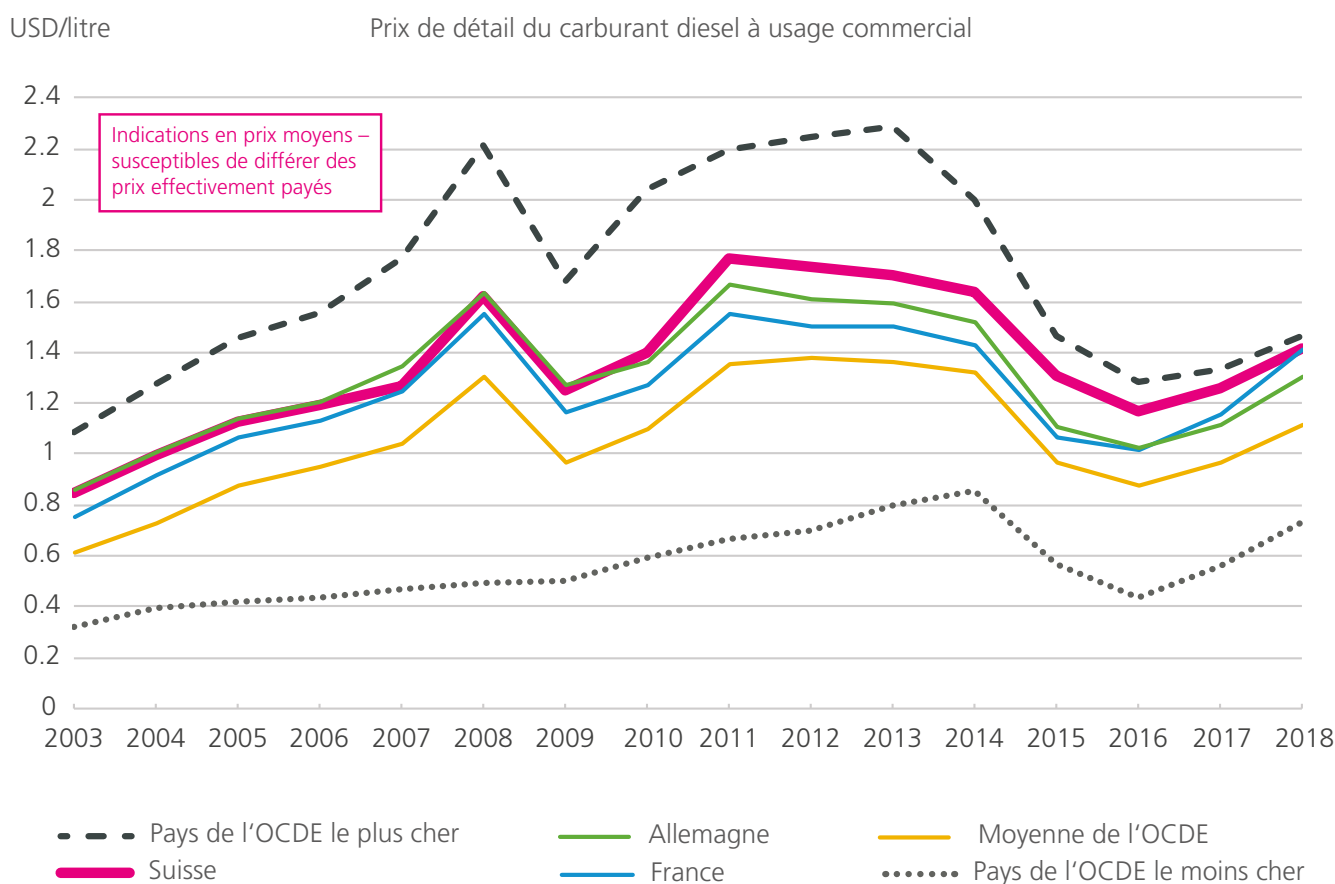
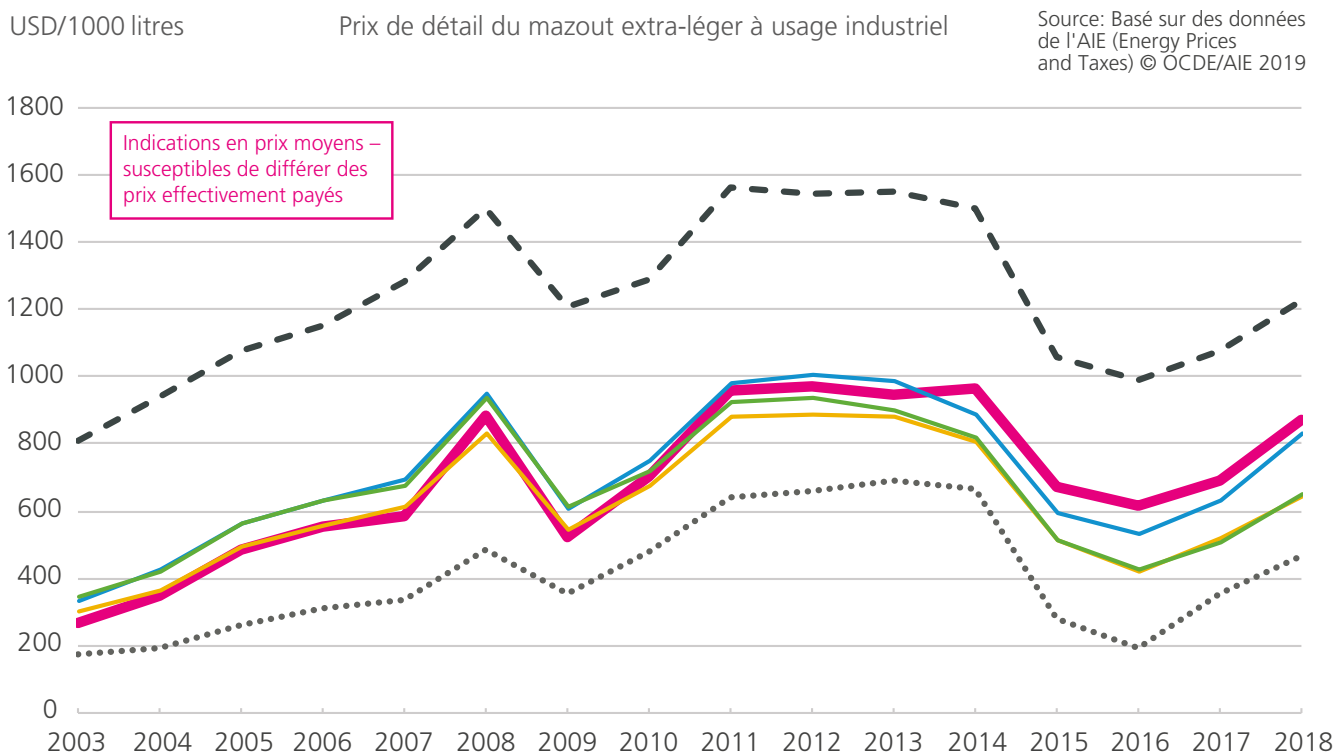


Figure 11: Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)

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 11**). En 2018, le prix du mazout est supérieur en Suisse à la moyenne de l'OCDE. Il a augmenté 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 en 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, 2019a).

PRIX DE L'ÉNERGIE DANS LES SECTEURS INDUSTRIELS EN COMPARAISON INTERNATIONALE

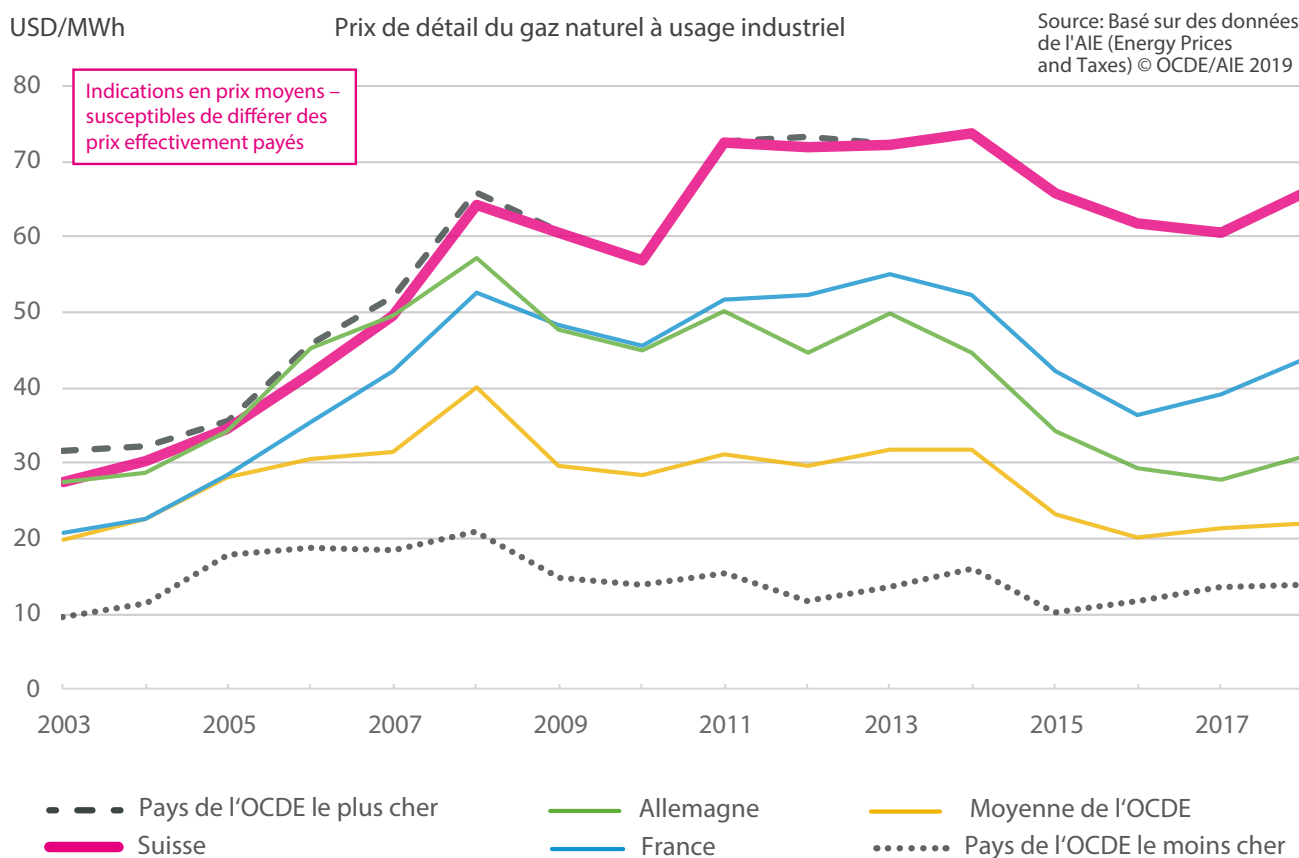
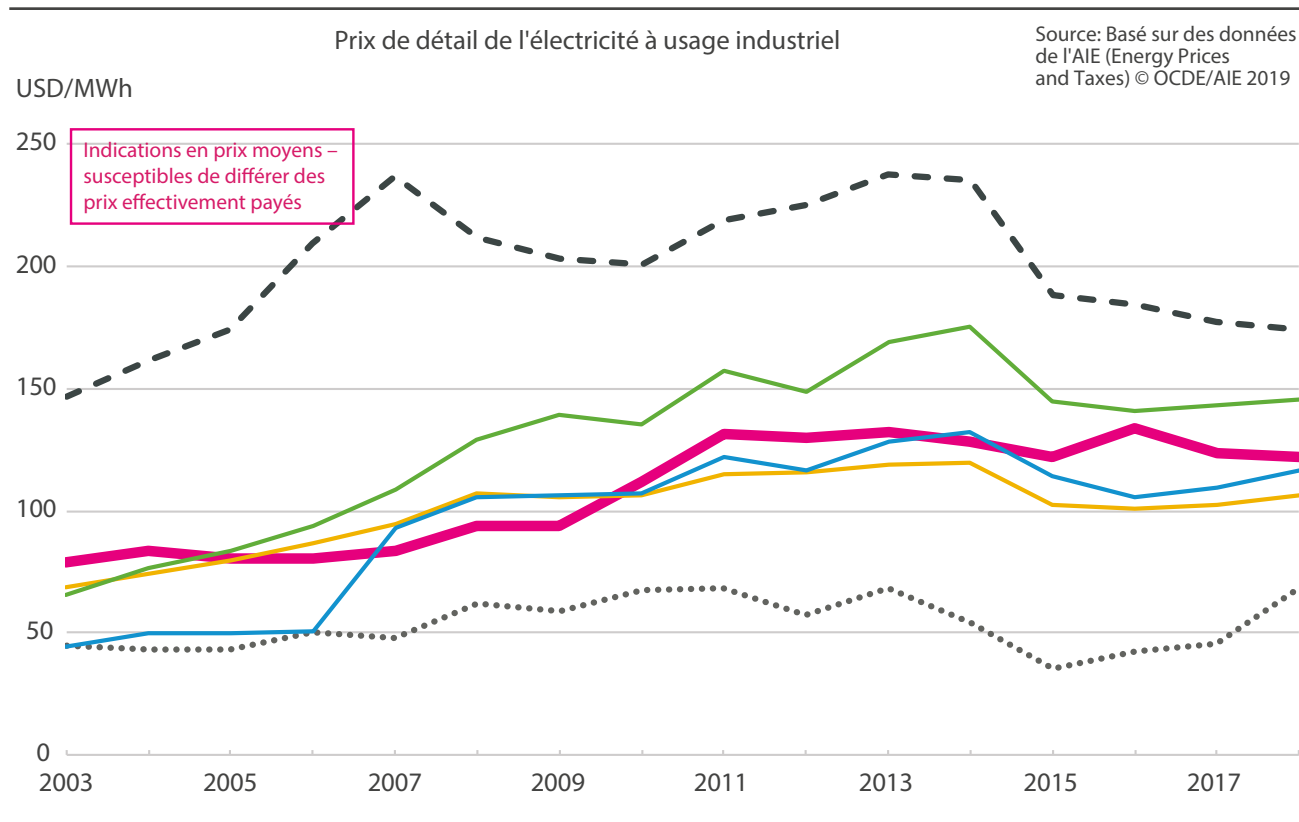


Figure 12: Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

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, que ce soit en comparaison avec l'Allemagne, avec la France ou avec la moyenne des pays de l'OCDE; le prix de l'électricité a toutefois légèrement fléchi en Suisse en 2018, contrairement à la tendance observée dans les autres pays (**cf. figure 12**). On peut donc affirmer que le niveau des prix en Suisse, proche de la moyenne de l'OCDE, 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. 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

2018. 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 entreprises 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 ont été libéralisés. En Suisse, une convention de branche a permis de réglementer en 2012 les conditions d'achat de gaz naturel par les grands clients industriels, quelque centaines de clients finaux pouvant dès lors choisir librement leur fournisseur de gaz. Entre-temps, 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) (sources: OCDE/AIE, 2019a/Conseil fédéral 2019d).

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **DÉPENSES ET PRIX**
(Version détaillée du rapport de monitoring)

► EMISSIONS DE CO₂

La politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées, puisqu'environ les trois quarts des émissions de gaz à effet de serre générées en Suisse sont causées par l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. La Stratégie énergétique 2050 doit contribuer à réduire la consommation d'énergies fossiles et, ainsi, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie. Cela concerne la politique climatique prévue jusqu'en 2030 qui est actuellement débattue au Parlement 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 (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). Le monitoring annuel observe par conséquent l'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie. 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.

EMISSIONS DE CO₂ LIÉES À L'ÉNERGIE PAR HABITANT

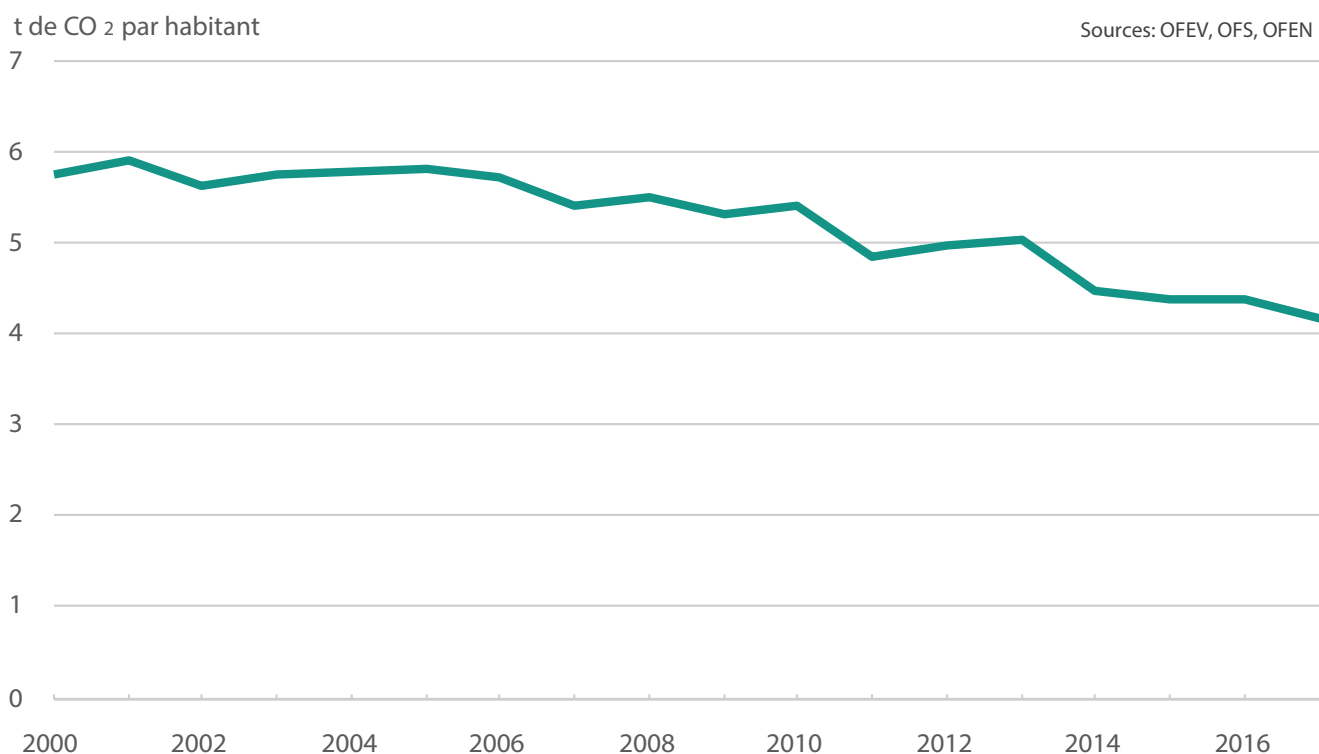


Figure 13: Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)¹⁰

En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis 2000 (cf. figure 13). 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. On assiste à une dissociation de plus en plus marquée entre la croissance démographique et les émissions de CO₂. En 2017, les émissions indigènes par habitant se montaient à environ 4,3 tonnes, soit environ 26% 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'oriente¹¹ (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 0,1 tonne en moyenne par année (Sources: OFEV, 2019 / OFS, 2019 / OFEN, 2019a).

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (cf. figure 14) atteignaient au total près de 36 millions de tonnes de CO₂ en 2017, soit 13% de moins qu'en 2000. La plus grande partie de ces émissions (part: 41% en 2017, sans le trafic aérien international) provient des *transports*, le trafic routier motorisé en produisant une large part. Les émissions de CO₂ du secteur des transports ont baissé d'environ 0,9 million de tonnes entre 2000 et 2017. 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 plus de 5 millions de tonnes de CO₂¹². Les émissions de CO₂ de *l'industrie* (part: 23% en 2017) 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 certaine dissociation de la production industrielle et des émissions de CO₂. En

EMISSIONS DE CO₂ LIÉES À L'ÉNERGIE: VALEURS GLOBALES ET PAR SECTEURS

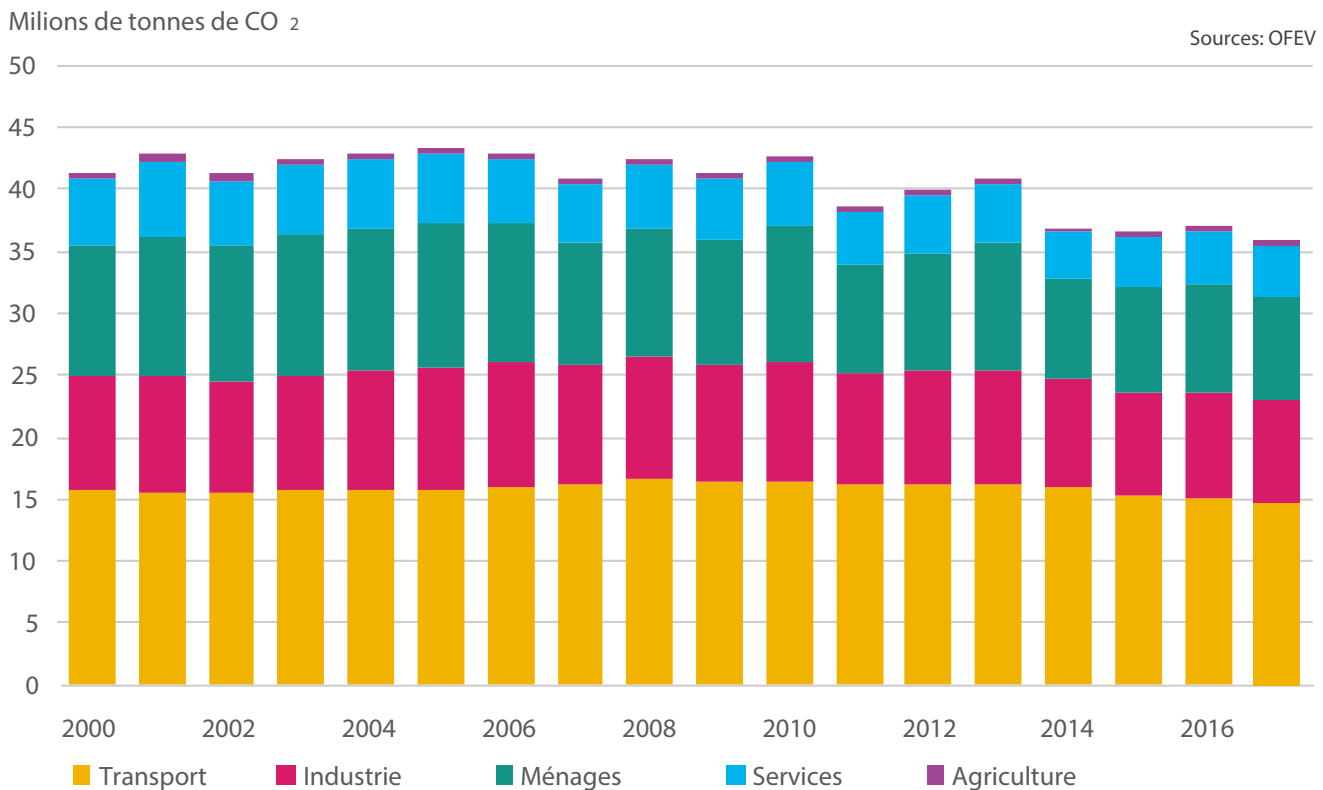


Figure 14: Émissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO₂, sans le trafic aérien international)

outre, en 2015, l'interruption de l'exploitation d'une raffinerie, qui est toujours d'actualité, a entraîné une sensible diminution. Les fluctuations au fil du temps sont liées aux conditions conjoncturelles et météorologiques. En ce qui concerne les *ménages*, les émissions (part: 23% en 2017) 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: 11% en 2017) sont en léger recul depuis 2000. Enfin, dans *l'agriculture*, les émissions de CO₂ liées à l'énergie sont à peu près constantes depuis 2000, leur part dans les émissions totales de CO₂ étant très faible (part: 1% en 2017). Le méthane et le dioxyde d'azote, surtout, sont prépondérants dans ce secteur, et non les émissions de gaz à effet de serre liées

à l'énergie. Dans l'ensemble, les parts respectives des divers secteurs ne se sont que peu modifiées depuis 2000. La contribution du secteur des transports a progressé (de 38 à 41%), tandis que la part des ménages et des services est désormais moins élevée (sources: OFEV, 2019+2018/OFEN, 2019/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

¹⁰ 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.

¹¹ 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. La courante actualisation des perspectives énergétiques en constitue une base importante.

¹² 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 13% des émissions totales de CO₂ liées à l'énergie. S'il était affecté au secteur des transports, la part correspondante s'inscrirait à un quart.



► RECHERCHE + 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 déjà disponibles. Les objectifs à long terme supposent cependant que le développement technologique se poursuive. Pour le promouvoir, le Conseil fédéral et le Parlement ont décidé d'allouer nettement plus de ressources à la recherche énergétique et de nouvelles activités ont été lancées, les activités existantes ont été renforcées. En règle générale, un indicateur ne permet pas de mesurer directement 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.

DÉPENSES DES COLLECTIVITÉS PUBLIQUES POUR LA RECHERCHE ÉNERGÉTIQUE

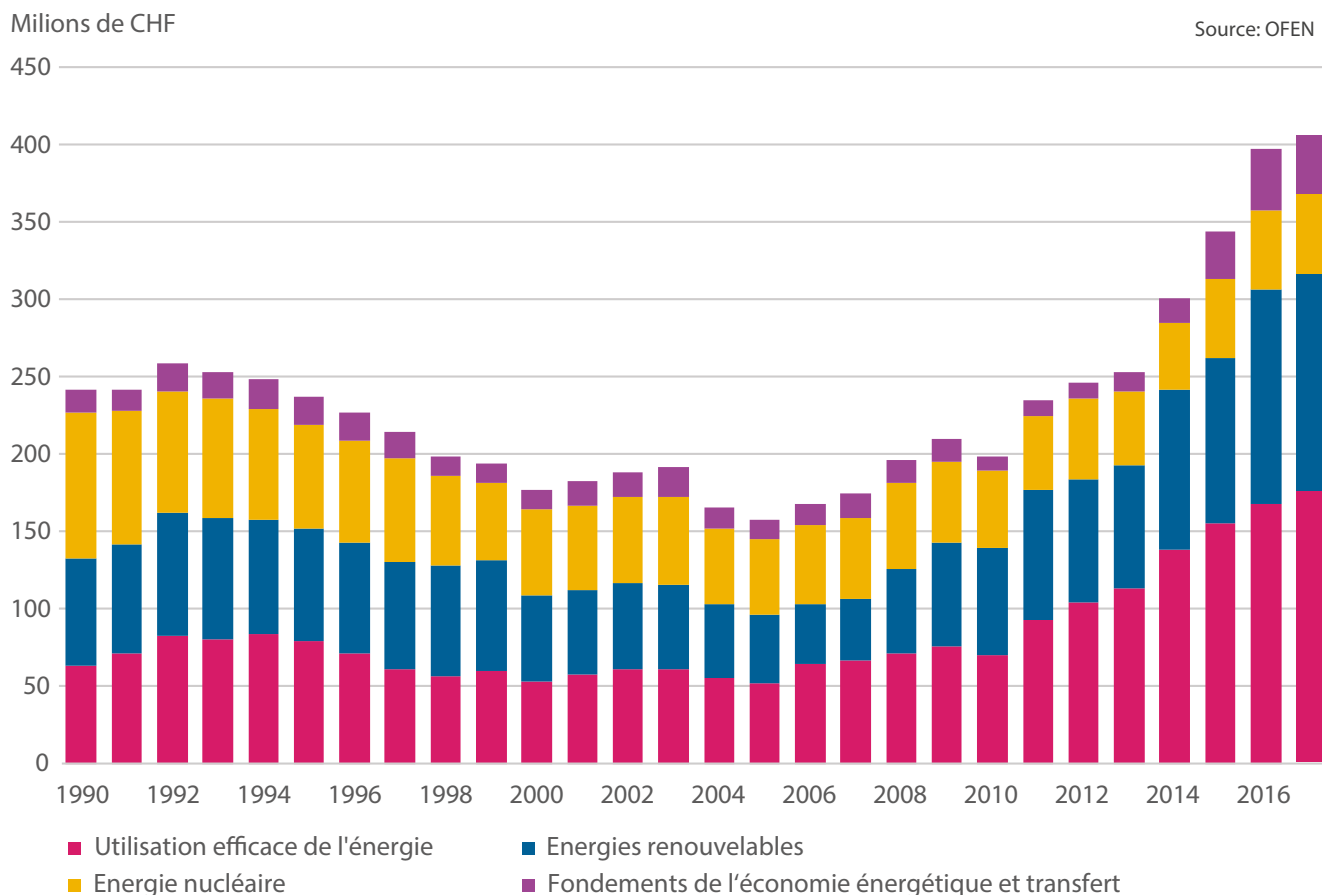


Figure 15: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)¹³

Depuis 2005, les ressources publiques affectées à la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. figure 15). Depuis 2014 surtout, on observe une nette augmentation de la recherche énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «recherche énergétique suisse coordonnée». Le développement 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. En comparaison annuelle, les dépenses totales 2017 des collectivités publiques pour la recherche énergétique ont augmenté pour atteindre près de 410 millions de francs (valeur réelle; 2016: près de 399 millions de francs). Conformément aux priorités fixées dans

la Stratégie énergétique 2050, la majeure partie de ces fonds sont répartis entre les domaines de recherche *Utilisation efficace de l'énergie* (43,3% en 2017) et *Sources d'énergie renouvelables* (34,7% en 2017). En chiffres absolus, les dépenses en faveur du domaine de recherche *Énergie nucléaire* (fission nucléaire et fusion nucléaire) sont restées stables depuis 2004, leur part dans les dépenses totales diminuant toutefois pour atteindre 12,5% en 2017. La part revenant au domaine de recherche *Fondements de l'économie énergétique et transfert* se montait à 9,4% en 2017 (source: OFEN, 2019d).

¹³ Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **RECHERCHE + TECHNOLOGIE** (Version détaillée du rapport de monitoring)



► ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL

L'environnement international est d'importance pour la Suisse, parce qu'elle est intégrée étroitement dans les marchés internationaux de l'énergie et qu'elle dépend fortement des importations d'énergie. Les développements qui surviennent en Europe sont en particulier 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'un indicateur. C'est pourquoi le monitoring annuel se concentre sur une vue d'ensemble descriptive des principaux développements.

EVOLUTION DES MARCHÉS GLOBAUX DE L'ÉNERGIE

Pétrole: dans ses prévisions à moyen terme, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que la demande mondiale de pétrole croîtra en moyenne annuelle de 1,2 million de barils par jour pour atteindre environ 106,4 millions de barils par jour en 2024. En 2018, l'offre mondiale de pétrole a augmenté par rapport à l'année précédente de 2,7 millions de barils par jour pour atteindre 100,3 millions de barils par jour, tandis que la demande atteignait 99,3 millions de barils par jour (+1,1 million). En juillet 2019, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et d'autres pays sous la direction de la Russie (OPEP+) ont convenu de prolonger de neuf mois supplémentaires la limite de production en vigueur depuis fin 2016 afin de soutenir les prix. L'OPEP+ représente près de la moitié de la production de pétrole dans le monde. Fin septembre 2018 déjà, l'OPEP s'était prononcée contre une extension des quantités produites, faisant grimper temporairement le cours du Brent à plus de 85 dollars le baril, son plus haut niveau depuis quatre ans. En décembre de la même année, le cours a de nouveau baissé et s'est positionné en dessous des 60 dollars le baril. En 2019, il a oscillé jusqu'à maintenant entre 60 et 75 dollars le baril, mais les attaques contre les installations pétrolières saoudiennes de la mi-septembre se sont traduites par une hausse des prix à court terme au sein de cette fourchette et par des incertitudes temporaires sur les marchés du brut (sources: OCDE/AIE, 2019b+c).

Gaz naturel: l'AIE prévoit encore, dans ses prévisions à moyen terme, que la demande mondiale de gaz naturel augmentera de 1,6% en moyenne annuelle et qu'elle atteindra environ 4300 milliards de mètres cubes en 2024. Selon ses données provisoires, la production mondiale de gaz naturel a augmenté

en 2018 de 4% par rapport à l'année précédente, atteignant un nouveau record de 3937 milliards de mètres cubes. La demande a crû de 4,9% pour s'établir à 3922 milliards de mètres cubes. Les prix du gaz naturel ont stagné à un niveau assez constant entre 2015 et début 2018 (env. 2–3 USD/Million British Thermal Unit sur le marché américain [Henry Hub] et env. 4–8 USD/Million British Thermal Unit sur le marché européen [TTF spot]). En octobre 2018, les prix TTF spot ont augmenté pour atteindre près de 30 euros/MWh, avant de baisser jusqu'en septembre 2019 et de s'inscrire de nouveau à 11 euros/MWh, notamment à cause de la demande plus faible liée aux conditions météorologiques clémentes et à l'offre abondante de gaz naturel liquéfié (sources: OCDE/AIE, 2019d+e / UE, 2019 / Argus Gas Connections¹⁴).

Charbon: les prévisions à moyen terme de l'AIE supposent que la demande de charbon annuelle restera pratiquement stable à l'échelle mondiale, à un niveau de 5530 millions de tonnes d'ici à 2023. La production mondiale de charbon a augmenté de 3,1% en 2017 et de 3,3% en 2018, alors qu'elle avait baissé pour la première fois en 2014. À l'échelle mondiale, la consommation de charbon a augmenté de 1,2% en 2018, notamment en raison de la croissance dans les pays non membres de l'OCDE. Les prix du charbon ont nettement progressé au deuxième semestre de 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 (sources: OCDE/AIE, 2018+2019f / Argus Gas Connections).

CO₂ dans le système européen d'échange de

quotas d'émission: alors que depuis 2013, le prix des droits d'émission de CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émission était d'environ 5 euros par tonne d'équivalent CO₂ (tCO_{2e}), il a grimpé entre la mi-2017 et septembre 2018 pour atteindre momentanément plus de 25 euros/tCO_{2e}. Au deuxième trimestre 2019, le cours du CO₂ était relativement stable et a oscillé entre 24 et 28 euros/tCO_{2e}, après avoir été assez volatil en début d'année (sources: UE, 2019/EEX¹⁵).

Électricité: à l'échelle mondiale, la production électrique a augmenté de 6298 à 25 721 TWh entre 1974 et 2017, ce qui correspond selon les données de l'AIE à un taux de croissance annuel moyen de 3,3%. En 2017, la production était supérieure de 2,5% à celle de 2016. L'indice du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen (European Power Benchmark Index) a atteint 43,3 euros/MWh au deuxième trimestre 2019, en baisse de 1% par rapport à l'année précédente. En 2018, le prix le plus faible (env. 40 euros/MWh) a été enregistré en avril et le plus élevé (près de 65 euros/MWh), entre septembre et novembre. Le prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen s'établissait à 30 euros/MWh en février 2016, soit la valeur la plus basse depuis 2007. Le prix de la charge de base pour la Suisse (baseload Swissix) a suivi cette tendance (sources: OCDE/AIE, 2019g / UE, 2019).

¹⁴ www.argusmedia.com

¹⁵ EEX.

EVOLUTIONS DANS L'UE: LE «CLEAN ENERGY PACKAGE»

Afin de mettre en œuvre l'Union de l'énergie, 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 («Clean Energy Package»).

Ses composantes essentielles sont les suivantes:

Réorganisation du marché de l'électricité: la refonte de la *directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité*, 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 refonte du *règlement sur le marché intérieur de l'électricité*, 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.

Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER): la révision du *règlement sur l'ACER* 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 helvétique de l'électricité et est particulièrement important pour l'ElCom. Sans accord sur l'électricité, la Suisse ne peut participer que de manière restreinte aux travaux de l'ACER.

Efficacité énergétique: suite à l'Accord de Paris, l'UE a adapté les objectifs de la *directive relative à l'efficacité énergétique* 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'UE. La *directive actualisée sur la performance énergétique des bâtiments* doit rendre ceux-ci plus «intelligents» et soutenir plus vigoureusement leur assainissement. La Suisse n'est pas concernée par ces deux directives.

Energies 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)* doit conduire à augmenter encore la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique d'ici à 2030. Dorénavant, un objectif contraignant de 32% d'énergies renouvelables s'applique au niveau de l'UE. Cette directive comprend notamment des dispositions sur la promotion des énergies renouvelables, sur la production propre et l'autoconsommation, sur le marché de la chaleur, sur les garanties d'origine et sur les critères de durabilité pour la bioénergie. Sans accord sur l'électricité, les garanties d'origine suisses ne sont plus reconnues par les États membres de l'UE, comme le Clean Energy Package n'accepte plus que des garanties d'origine de pays tiers ayant conclu un accord. Jusqu'à présent, les États membres pouvaient décider de manière autonome s'ils acceptaient des garanties d'origine émises par des États tiers.

Sécurité de l'approvisionnement en électricité:

le nouveau *règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité* 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. 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.

Gouvernance de l'Union de l'énergie:

le but du nouveau *règlement sur la gouvernance* de l'Union de l'énergie est de créer un mécanisme de planification, d'établissement de rapports et de surveillance des objectifs de l'Union de l'énergie. Fin 2018, les États membres de l'UE ont remis une première version de leurs plans, dans lesquels ils présentent leurs objectifs nationaux, leurs politiques et leurs mesures pour les cinq dimensions de l'Union de l'énergie. La Commission a publié en juin 2019 son évaluation des projets: elle demande des efforts accrus afin que l'UE puisse atteindre ses objectifs d'ici 2030. Les États doivent fournir leurs plans définitifs d'ici fin 2019, puis rendre compte régulièrement de leur politique énergétique et climatique.

Le nouveau règlement sur le marché intérieur de l'électricité, la directive correspondante, le règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et le règlement sur l'ACER sont entrés en vigueur au milieu de l'année 2019. Le règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie, la version révisée de la directive relative à l'efficacité énergétique et celle de la directive SER ainsi que la directive sur la performance énergétique des bâtiments sont valables depuis 2018. Les règlements s'appliquent dans les États membres de l'UE dès leur entrée en vigueur (début de l'application du règlement sur le marché intérieur de l'électricité: 1er janvier 2020), les directives devant, quant à elles, être transposées en droit national dans les 18 mois.

(Sources: COM(2016) 860 final / Conseil de l'Union européenne, 2018 / COM, 2019a+b).

POLITIQUE CLIMATIQUE INTERNATIONALE

Pour poursuivre la mise en œuvre de l'**Accord de Paris**, la communauté internationale a pris plusieurs décisions et élaboré des directives à la mi-décembre 2018, lors de la conférence sur le climat de Katowice, en Pologne. La réglementation veillera notamment à la transparence nécessaire à l'application efficace de cet accord. L'accord, adopté en décembre 2015 par les différentes nations après des années de négociations, est entré en vigueur 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 186 l'ont ratifié. Le 1er 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 ne sera 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 globale 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. 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. L'Accord de Paris doit être transposé maintenant en droit national. À cet effet, le Conseil fédéral a présenté, en date du 1er décembre 2017, le projet de révision totale de la loi sur le CO₂, qui fait actuellement l'objet des délibérations parlementaires.

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

(Sources: Conseil fédéral, 2017+2019a / IPCC, 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 remplacé 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 ont porté jusqu'à présent sur trois thèmes: le marché de l'électricité, la sécurité d'approvisionnement en électricité et la flexibilité de ce marché. Désormais, le Forum engage également des discussions sur l'hydrogène. Début mars 2019, les ministres de l'énergie des pays du Forum pentalatéral ont signé une déclaration politique non contraignante en vue de la rédaction d'un chapitre commun sur la collaboration relative aux plans nationaux Énergie-Climat au sein du Forum¹⁶ et de l'examen de sujets énergétiques dans le cadre de la coopération régionale. 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**. Les entretiens que la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga a menés au Danemark et en Suède fin mars 2019 ont mis en évidence les liens

étroits entre la politique énergétique et climatique, d'une part, et la politique économique, d'autre part. La future politique énergétique, l'impact de l'abandon du charbon en Allemagne et le rôle important de la force hydraulique dans la restructuration du système énergétique ont fait l'objet d'une visite de travail organisée outre-Rhin en avril. Lors de la visite du ministre luxembourgeois de l'énergie et de l'aménagement du territoire à Berne à la mi-septembre, les deux pays ont discuté des défis liés à la transition énergétique et des activités de la Suisse en matière d'électromobilité, d'énergie dans les bâtiments et de recherche énergétique. En octobre 2019, la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga, accompagnée d'une délégation des branches de l'énergie et des Cleantech, s'est rendue en Inde et y a rencontré entre autres le ministre indien de l'électricité et des énergies renouvelables.

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 janvier 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 siège de 2019 à 2020 à l'IRENA.

(Sources: Conseil fédéral, 2019b/DETEC, 2018+2019)

16 Le règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie impose aux États membres de l'UE de rédiger un plan national Énergie-Climat pour la période 2021-2030 et de le remettre à la Commission d'ici fin 2019 (cf. plus haut). Bien qu'elle n'élabore pas ce plan, la Suisse a participé au chapitre commun du Forum pentalatéral.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL** (Version détaillée du rapport de monitoring)

LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

- COM(2016) 860 final: Communication de la Commission européenne, Une énergie propre pour tous les Européens.
- COM (2019a): Communiqué de presse du 26 mars 2019, La Commission se félicite de l'adoption, par le Parlement européen, de nouvelles propositions concernant l'organisation du marché de l'électricité.
- COM (2019b): Communiqué de presse du 18 juin 2019, La Commission invite les États membres à être plus ambitieux dans leurs plans visant à mettre en œuvre l'accord de Paris.
- 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 (2017): Message relatif à la révision totale de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2020, FF 2018 229.
- Conseil fédéral (2018): Dossier de consultation sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité, FF 2018 6431.
- Conseil fédéral (2019a): Communiqué de presse du 28 août 2019 sur l'objectif climatique 2050 de la Suisse (zéro émission nette).
- Conseil fédéral (2019b): Communiqué de presse du 7 juin 2019 sur le dossier européen.
- Conseil fédéral (2019c): Communiqué de presse du 27 septembre 2019 sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité et de la loi sur l'énergie.
- Conseil fédéral (2019d): Consultation relative à la loi sur l'approvisionnement en gaz.
- DETEC (2018): Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
- DETEC (2019): Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
- Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe (sur mandat de l'OFEV).
- Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe, Aktualisierung bis 2015 (sur mandat de l'OFEV).
- EICom (2019): Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2018.
- IPCC (2018): Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C.
- OCDE/AIE (2018): Agence internationale de l'énergie, Coal 2018: Analysis and Forecasts to 2023.
- OCDE/AIE (2019a): Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2018.
- OCDE/AIE (2019b): Agence internationale de l'énergie, Oil 2019: Analysis and Forecasts to 2023.
- OCDE/AIE (2019c): Agence internationale de l'énergie, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2018.
- OCDE/AIE (2019d): Agence internationale de l'énergie, Gas 2019: Analysis and Forecasts to 2024.

OCDE/AIE (2019e):	Agence internationale de l'énergie, Natural Gas Information: Overview 2019.
OCDE/AIE (2019f):	Agence internationale de l'énergie, Natural Coal Information: Overview 2019.
OCDE/AIE (2019g):	Agence internationale de l'énergie, Electricity Information: Overview 2019.
OFAC (2019):	Extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2018 dans le cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.
OFEN (2019a):	Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2018.
OFEN (2019b):	Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE), 2018.
OFEN (2019c):	Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse de l'électricité 2018.
OFEN (2019d):	Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2017.
OFEN (2019e):	Office fédéral de l'énergie, Le potentiel hydroélectrique de la Suisse. Potentiel de développement de la force hydraulique au titre de la Stratégie énergétique 2050.
OFEN/Swissgrid (2019):	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 (2019):	Office fédéral de l'environnement, Inventaire des gaz à effet de serre 2017.
OFS (2019a):	Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2018.
OFS (2019b):	Office fédéral de la statistique, Comptes nationaux de la Suisse 2018.
OFS (2019c):	Office fédéral de la statistique, Indice suisse des prix à la consommation, prix moyens de l'énergie et des carburants 2018.
OFS/OFEV/ARE (2018):	Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).
Prognos (2012):	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (sur mandat de l'OFEN).
Prognos (2015):	Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung (sur mandat de l'OFEN).
Prognos/TEP/Infras (2019a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2018 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l'OFEN).
Prognos/TEP/Infras (2019b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2018 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l'OFEN).
Swissgrid (2015):	Réseau stratégique 2025.
UE (2019):	Commission européenne, Direction générale de l'énergie, Observation 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).
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); pas encore publié.

TABLE DES ILLUSTRATIONS

10	Figure 1:	Evolution de consommation énergétique finale par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)
11	Figure 2:	Evolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)
12	Figure 3:	Evolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)
13	Figure 4:	Evolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique depuis 2000 (GWh)
18	Figure 5:	Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15.10.2019)
20	Figure 6:	Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2019, en années)
25	Figure 7:	Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)
28	Figure 8:	Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale
29	Figure 9:	Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)
33	Figure 10:	Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)
34	Figure 11:	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)
36	Figure 12:	Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)
40	Figure 13:	Emissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO ₂ par habitant)
41	Figure 14:	Emissions de CO ₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO ₂ , sans le trafic aérien international)
44	Figure 15:	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)

IMPRESSUM

NOVEMBRE 2019

Éditeur — Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4 · 3063 Ittigen · Adresse postale: 3003 Berne · Tél. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch · twitter.com/bfeenergeia

Images: www.shutterstock.com

↗ www.monitoringenergie.ch