



STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050 RAPPORT DE MONITORING 2018 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 de réseau
- 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







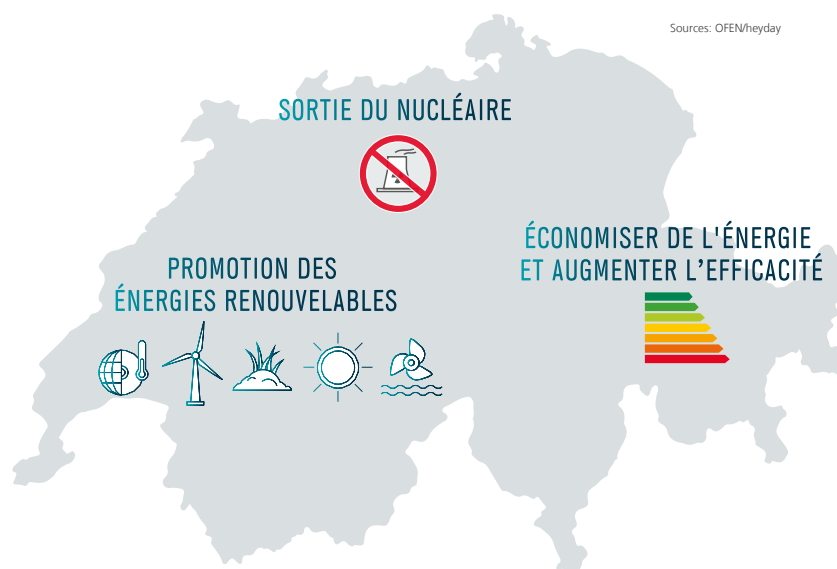
► INTRODUCTION

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. A 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, 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. La nouvelle loi sur l'énergie (LEne) définit les valeurs indicatives pour la consommation énergétique et électrique ainsi que pour la production d'électricité issue des nouvelles énergies renouvelables et de la force hydraulique. Elle prévoit des mesures financières visant à développer les énergies renouvelables et à soutenir la force hydraulique existante. Le Parlement a limité la durée de ces mesures dans la loi. Dans son message relatif à un système incitatif en matière climatique et énergétique (SICE), le Conseil fédéral a proposé de passer d'un système de subventionnement à un système d'incitation à l'expiration du subventionnement prévu (Conseil fédéral, 2015). Cependant, le Parlement n'est pas entré en matière sur le projet. En ce qui concerne le climat et la réduction de la consommation d'énergies fossiles, l'attention se concentre désormais sur la prochaine étape de la politique climatique de la Suisse, qui est actuellement discutée au Parlement (Conseil fédéral, 2017). En outre, dans le cadre de la consultation concernant la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité, le Conseil fédéral a proposé d'adapter la conception du marché de l'électricité dans le but de garantir à long terme la sécurité de l'approvisionnement, d'améliorer l'efficacité économique et d'accélérer l'intégration des énergies renouvelables sur le marché (Conseil fédéral, 2018c).

La transformation du système énergétique suisse que vise la Stratégie énergétique 2050 est un projet de longue haleine. Compte tenu des perspectives de réalisation éloignée, l'Office fédéral



de l'énergie (OFEN) a développé en collaboration avec le Secrétariat d'Etat à l'économie (SECO) et d'autres services fédéraux un monitoring permettant d'observer les évolutions et progrès déterminants, de mesurer le degré de réalisation des objectifs, d'étudier les coûts et les bénéfices économiques des mesures et d'intervenir pour redresser la barre à temps et à la lumière des faits en cas d'évolutions non voulues. La base juridique du monitoring est fournie par la nouvelle 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 relevant.

Le présent rapport de monitoring 2018 (version abrégée, basée principalement sur des données jusqu'en 2017) traite des indicateurs et des parties descriptives choisis en les structurant selon les sept champs thématiques suivants (ces champs thématiques 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	EMISSIONS 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 prenant en compte des études approfondies concernant d'autres thèmes et problématiques.





► **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

Indice: 2000 = 100

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

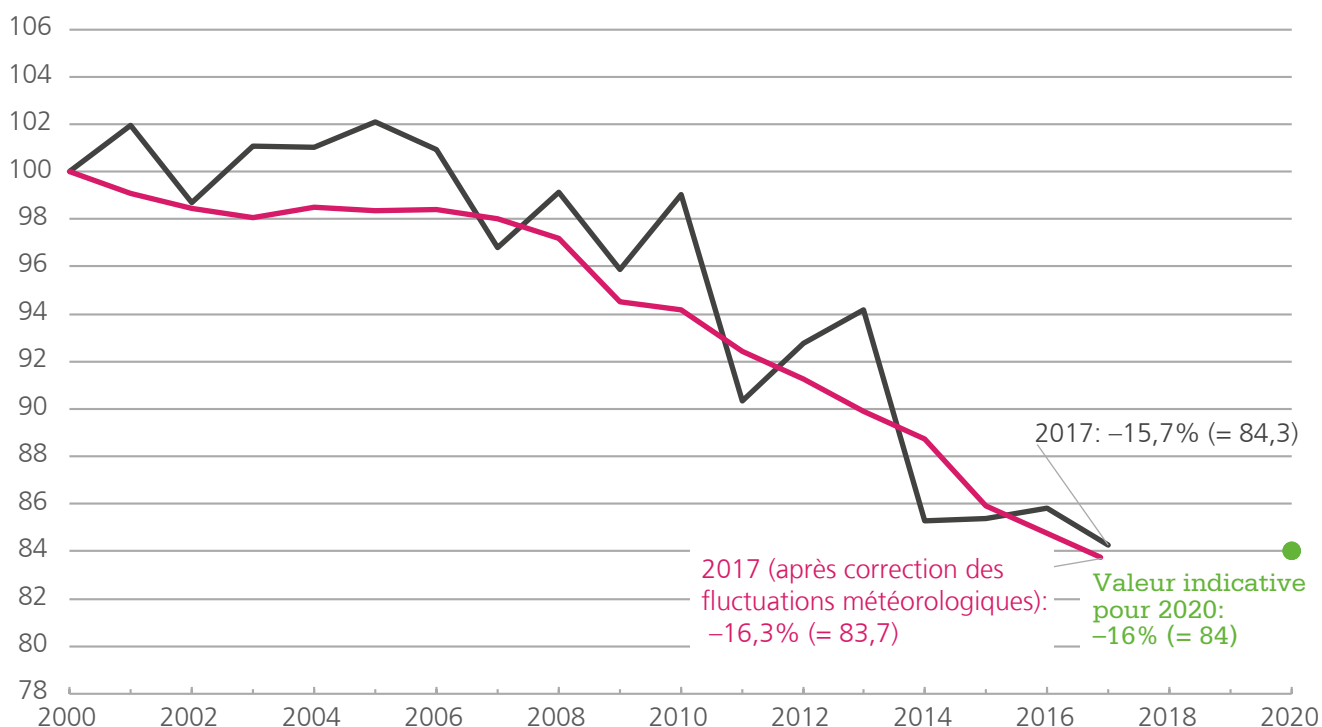


Figure 1: Evolution de la consommation énergétique finale¹ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

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 0,9% plus basse en 2017 qu'en 2000, alors que l'effectif de la population avait augmenté de 17,6% 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 2017, la consommation énergétique par habitant était de 90,7 gigajoules (0,025 GWh), soit 15,7% de moins qu'en 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 16,3%, soit mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (cf. courbe rouge). Le léger recul en 2017, par rapport à l'année précédente, de la consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus est entre autres dû aux températures un peu plus éle-

vées, qui ont entraîné une baisse de la demande de chauffage. Sur l'ensemble de la période considérée de 2000 à 2017, 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 2017, 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 observe jusque en 2017 une substitution de l'essence par le diesel (sources: OFEN, 2018a/OFS, 2018a/OFAC, 2018/Prognos/TEP/Infras 2018a+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

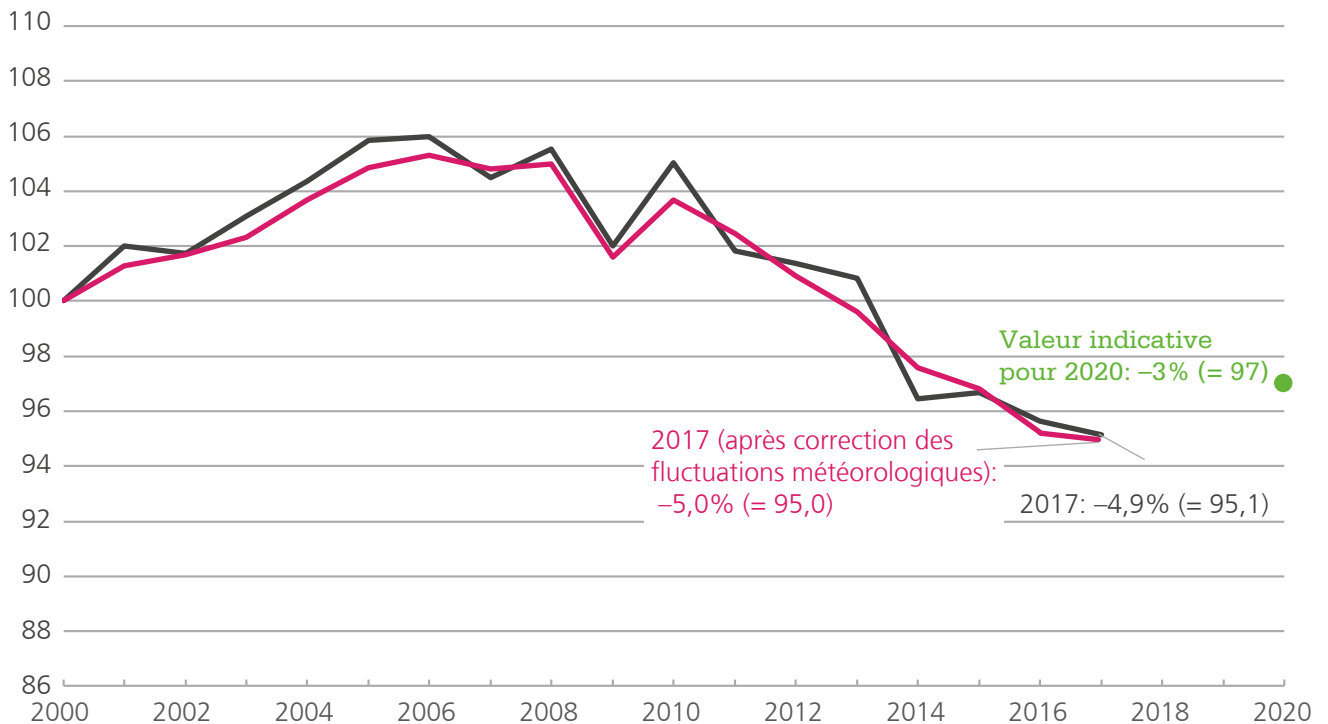


Figure 2: Evolution de la consommation électrique² par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

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 n'a augmenté que de 1,2% entre 2006 et 2017, alors que l'effectif de la population progressait de 12,0% 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 2017, la consommation d'électricité par habitant était de 24,5 gigagoules (0,007 GWh), soit 4,9% de moins qu'en 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 5,0% (cf. courbe rouge). La valeur indicative fixée pour 2020 est donc déjà dépassée. En 2017, la consommation électrique en chiffres absolus a

légèrement augmenté par rapport à l'année précédente en raison des effets de quantité (notamment la performance économique, la démographie et les surfaces de référence énergétique). La légère hausse des températures n'a que peu influencé 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 2017. 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, 2018a/OFS, 2018a/Prognos/TEP/Infras 2018a+b).

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

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

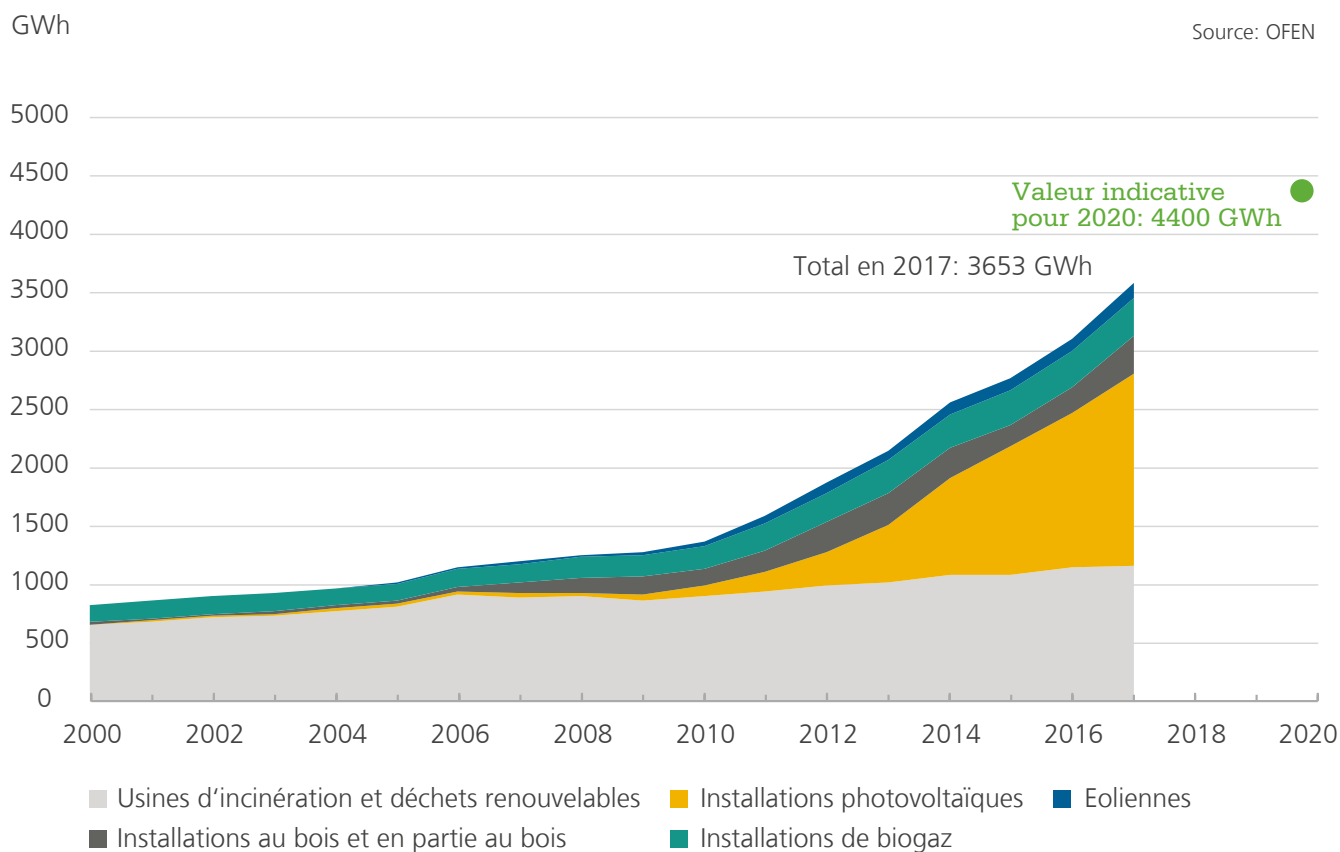


Figure 3: Evolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

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 2017, la production était de 3653 GWh, soit 6,4% 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 75,1% de cette augmentation ont été atteints jusqu'en 2017. L'accroissement net réalisé en 2017 par rapport à l'année précédente a été de 486 GWh, la moyenne annuelle étant de 322 GWh depuis 2011. Un accroissement net moyen de 249 GWh par an sera nécessaire durant les années à venir pour atteindre la valeur

indicative de 4400 GWh en 2020. A l'horizon 2035, la valeur indicative est de 11 400 GWh. La ventilation par technologies montre que, depuis 2010, le photovoltaïque a fortement progressé en termes absolus. La production électrique issue des usines d'incinération des ordures ménagères et des déchets renouvelables ainsi que des installations de combustion au bois et en partie au bois ont également augmenté. La croissance de la production à partir de biogaz et de l'énergie éolienne est un peu plus faible. Aucune installation géothermique n'a été réalisée à ce stade pour produire de l'électricité (source: OFEN, 2018a).

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

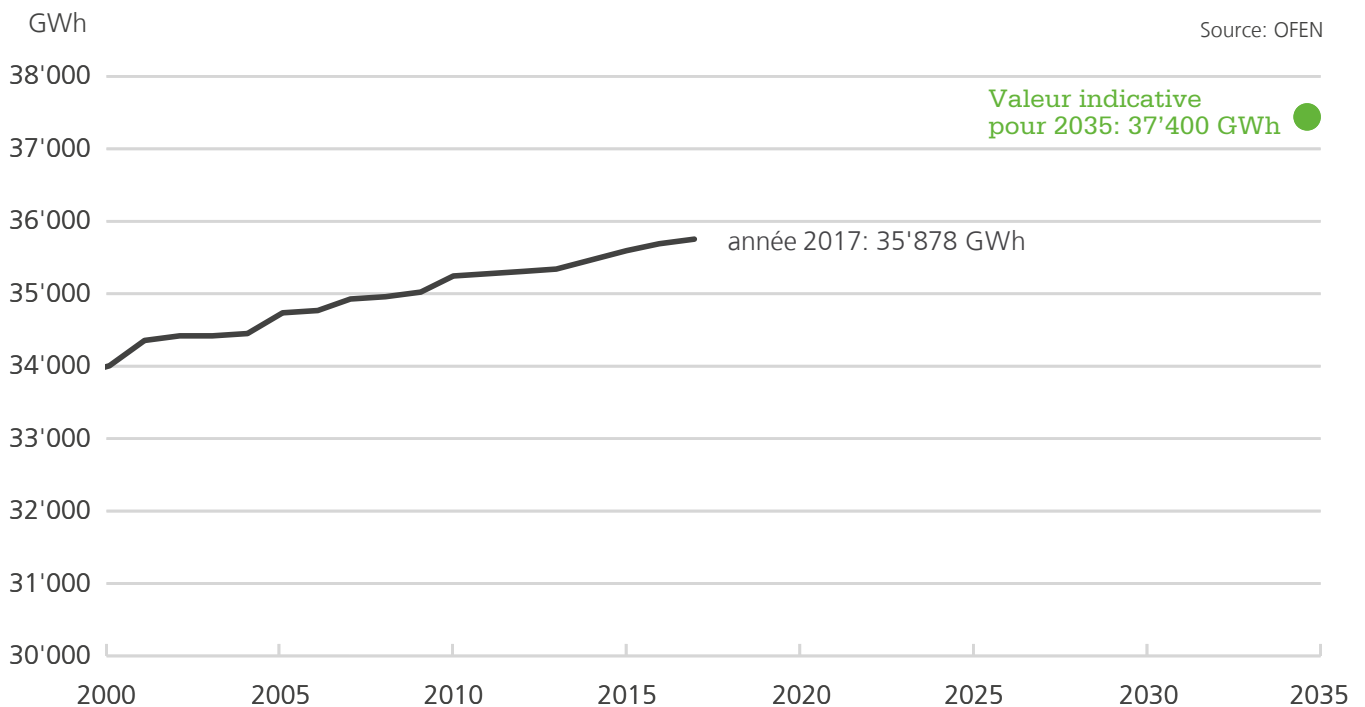


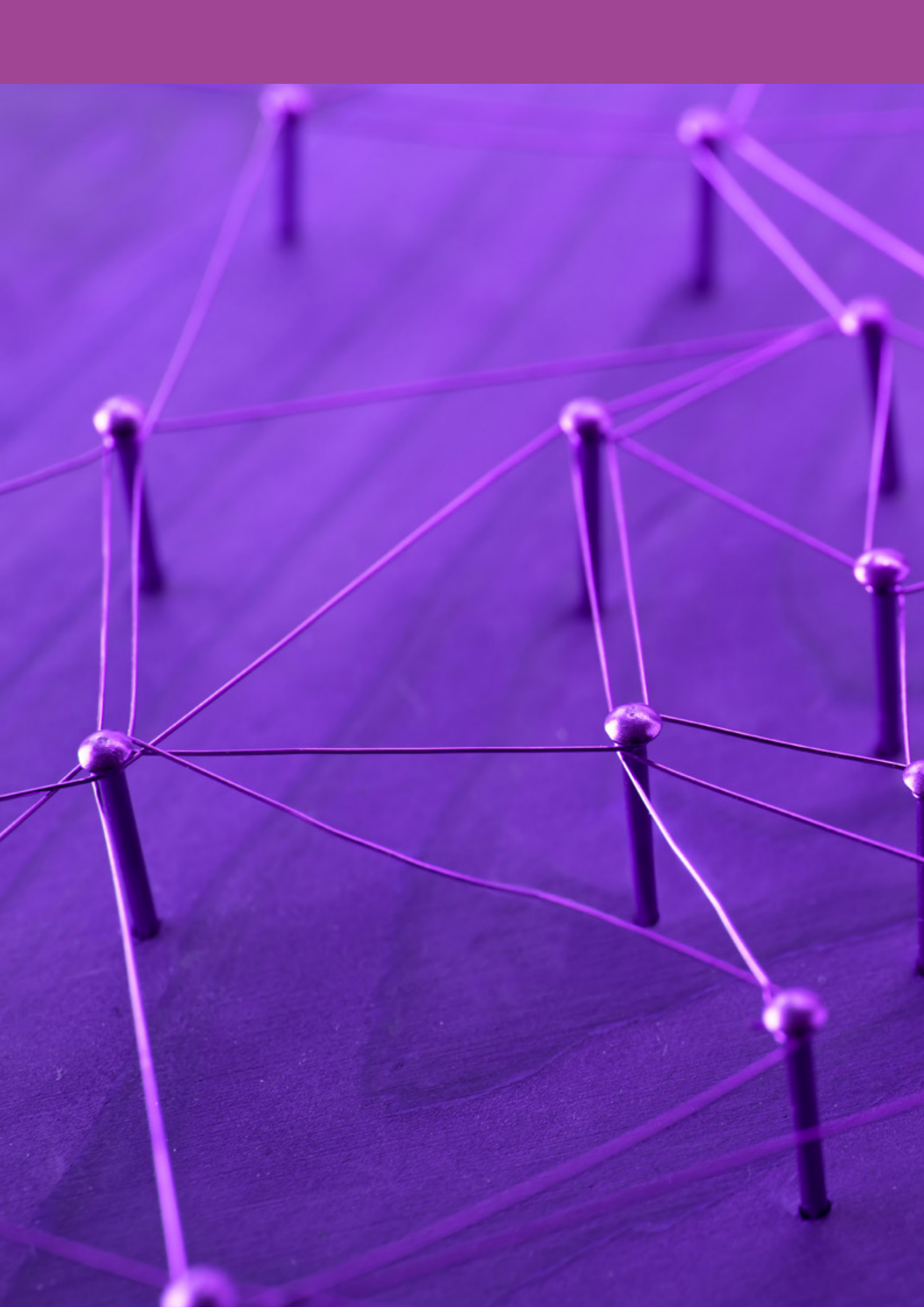
Figure 4: Evolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique³ depuis 2000 (GWh)

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 35 878 GWh en 2017 (état au 1.01.2018), tandis qu'elle était de 35 354 GWh pour l'année de base, ici 2011 (état au 1.01.2012). Il faut obtenir une augmentation nette d'environ 2000 GWh entre 2011 et 2035 pour atteindre la valeur indicative. Quelque 25,6% de cette augmentation ont été réalisés jusqu'en 2017. En 2017, l'augmentation nette par rapport à l'année précédente était de 55 GWh. Elle est en moyenne de 87 GWh par an depuis 2011. La production nette supplémentaire durant les années

à venir devra être de 85 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative fixée en 2035 (source: OFEN, 2018b).

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 l'objectif que vise le message relatif à 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'il ait été élaboré dans le cadre d'un projet distinct (Conseil fédéral, 2016). Le Parlement a accepté le projet durant la session d'hiver 2017. La loi devrait entrer en vigueur au deuxième trimestre 2019. Le monitoring se concentre dans un premier temps sur les réseaux électriques.

ETAT D'AVANCEMENT ET DURÉE DES PROJETS DE RÉSEAU

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. A 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 (sans les projets lancés par des tiers) de même que le raccordement de Nant de Drance. L'attention se concentre sur les projets de ligne qui sont décrits dans la **figure 5**.

⁴ Cf. www.swissgrid.ch/netz2025

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	ETAT 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 ▪ Ecoulement 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	2021
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	2021
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. Projet de construction 4.2. TAF (Mörel–Ernen)/Réalisation (Ernen–Ulrichen) 4.3. PAP OFEN (Agarn–Stalden)/Projet de construction (Chippis–Agarn) 4.4. Projet de construction	2024
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	2025

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ETAT 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 	PAP OFEN	2025 Dès la fin de 2019, projet techniquement prêt pour une conversion provisoire au besoin à 380 kV, selon l'approbation initiale de la ligne
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	2024
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	2030
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

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 17.10.2018)

⁵ Etat 17 octobre 2018.

⁶ Selon la planification Swissgrid.

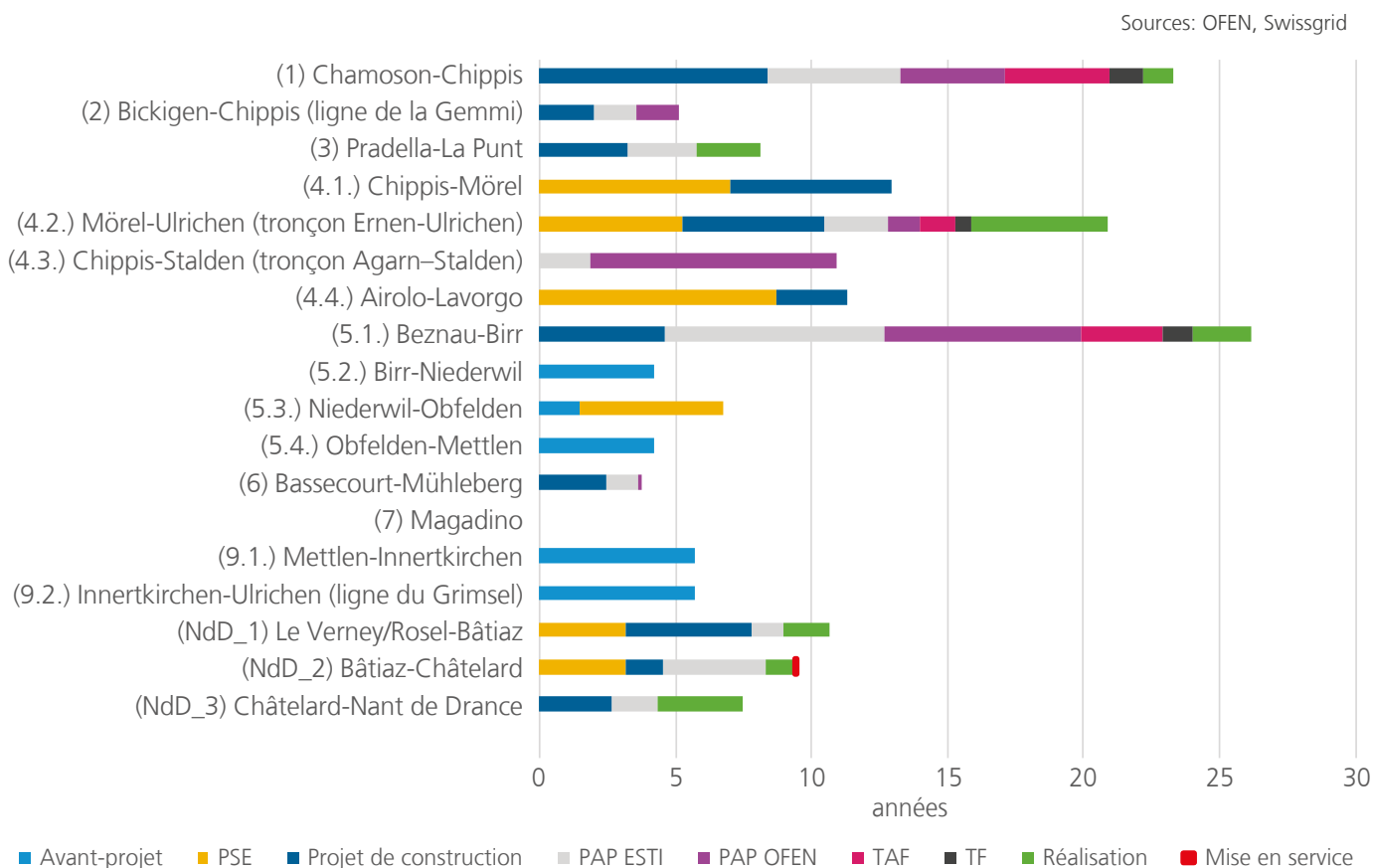


Figure 6: Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 17 octobre 2018, en années)⁷

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 reiterer 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 la législation afférente n'entrera complètement en vigueur probablement qu'à la mi-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 17 OCTOBRE 2018):

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. Depuis lors, Swissgrid prépare la construction 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. La décision concernant les demandes de révision sont encore en suspens. 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 2021.

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. A 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 2021.

4. Chippis–Lavorgo

Le projet de réseau Chippis–Lavorgo se compose de plusieurs projets partiels: la construction de la ligne *Chippis–Mörel (4.1.)*, qui a traversé une procédure PSE d'environ sept ans, se trouve en phase de projet de construction depuis cinq ans environ. La construction de la ligne *Mörel–Ulrichen (4.2.)* a franchi les phases de planification et d'autorisation au cours d'une procédure de plusieurs années; les travaux en vue de la nouvelle ligne entre Ernen et Ulrichen sont en cours conformément au calendrier; 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. Des recours contre cette décision ont été adressés au Tribunal administratif fédéral, qui sont toujours en suspens. La demande d'approbation des

plans pour le tronçon Agarn–Stalden est en traitement à l’OFEN pour le conducteur supplémentaire sur la ligne *Chippis–Stalden* (4.3.) (procédure selon l’ancienne régulation, 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 de construction est actuellement en voie d’élaboration. Le projet de construction de la ligne *Airolo–Lavorgo* (4.4.) a été soumis à une procédure PSE de presque neuf ans. Il se trouve depuis deux bonnes années et demi en phase de projet de construction. L’ensemble du projet de réseau Chippis–Lavorgo doit être mis en service sans changement en 2024.

5. Beznau–Mettlen

Le projet de réseau Beznau–Mettlen se compose de plusieurs projets partiels. La ligne *Beznau–Birr* (5.1.), y compris le câblage partiel au «Gäbihubel», à Riniken, a été initié 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. Le tronçon de ligne *Birr–Niederwil* (5.2.) se trouve actuellement dans la phase de l’avant-projet. Il en va de même du tronçon *Obfelden–Mettlen* (5.4.). Le projet de relèvement de tension sur le tronçon *Niederwil–Obfelden* (5.3.) 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. La mise en service de l’ensemble du projet de réseau Beznau–Mettlen est agendée pour 2025.

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. Sous réserve de l’avancée de la procédure en cours, la mise en service de la ligne est prévue pour 2025. Les conditions techniques requises doivent être créées d’ici à 2019 pour permettre l’exploitation si nécessaire à 380 kV des sous-stations de Bassecourt (extension du champ de 380 kV) et de Mühleberg (nouveau transformateur de couplage 380/220 kV).

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 2024.

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. Prévue pour 2025 conformément au Réseau stratégique 2025, la mise en service est actuellement planifiée pour 2030.

Raccordement Nant de Drance

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 Bâtiâz 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. Le raccordement complet de Nant de Drance est mis en service progressivement à partir de 2018.

(Sources: OFEN/Swissgrid, 2018, Swissgrid 2015).

ENFOUISSEMENT DE LIGNES

La décision qu'une ligne du réseau de transport (niveau de réseau 1) soit construite sous forme de ligne aérienne ou de câble sous-terrain doit être prise de cas en cas et sur la base de critères objectifs⁸. L'enfouissement d'une ligne électrique (câblage) peut contribuer à améliorer l'acceptation de la construction des lignes par la population et, de ce fait, accélérer sa progression. Il améliore en outre généralement la qualité du paysage. Selon la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques), qui entrera probablement en vigueur au deuxième trimestre de 2019, les lignes du réseau de distribution (niveaux de réseau 3, 5 et 7) doivent être enfouies pour autant qu'un facteur de coût déterminé ne soit pas dépassé (facteur de surcoût). C'est pourquoi le monitoring suit prioritairement l'évolution du câblage souterrain au niveau du réseau de distribution, ce qui fournit également des indications sur les effets du facteur de surcoût.

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 sur la page 25, dont les échelles sont différentes). La tendance au câblage souterrain y est encore peu marquée. De plus, une diminution est observée entre 2014 et 2015, dont les raisons restent pour l'instant pas claires. Les trois niveaux de réseau de distribution ont une longueur totale d'environ 196 639 kilomètres (raccordement des clients finaux compris), dont près de 86% sont câblés. A 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 6629 kilomètres (source: ElCom, 2018a).

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

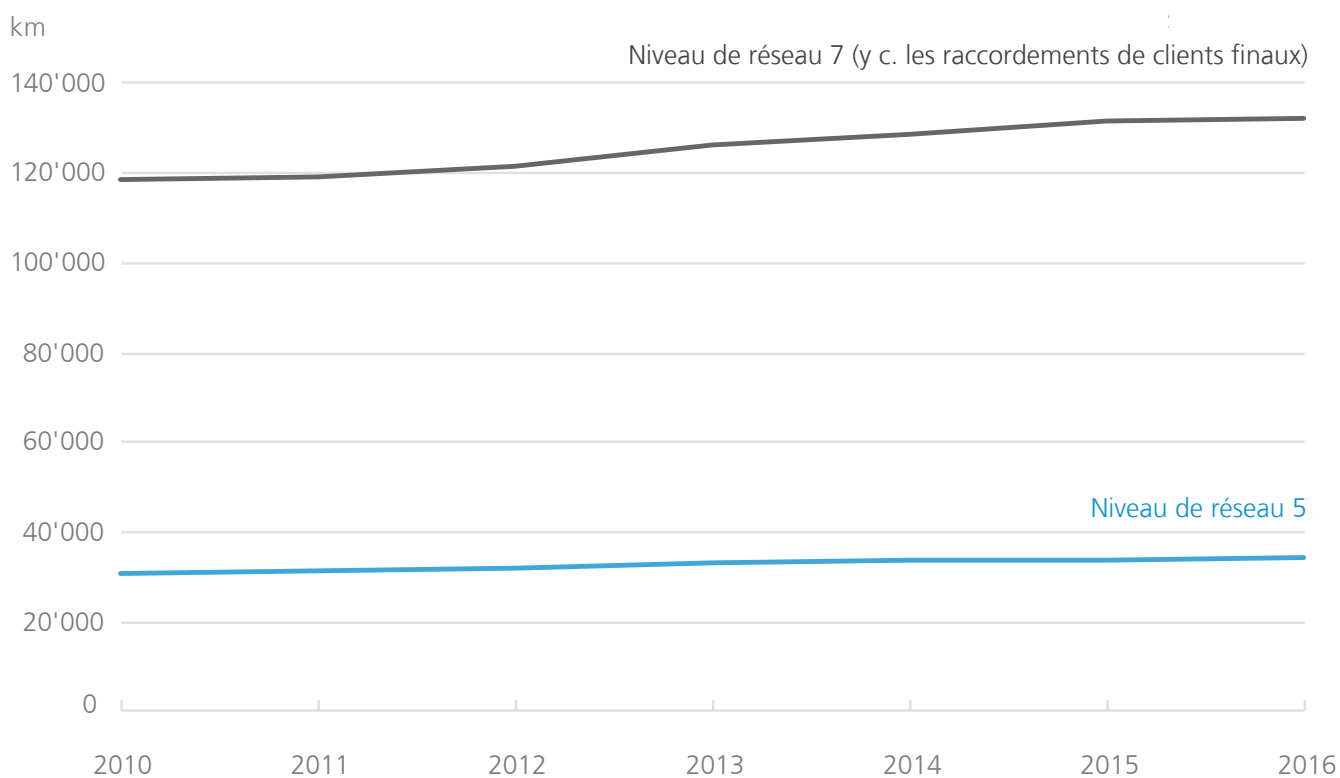
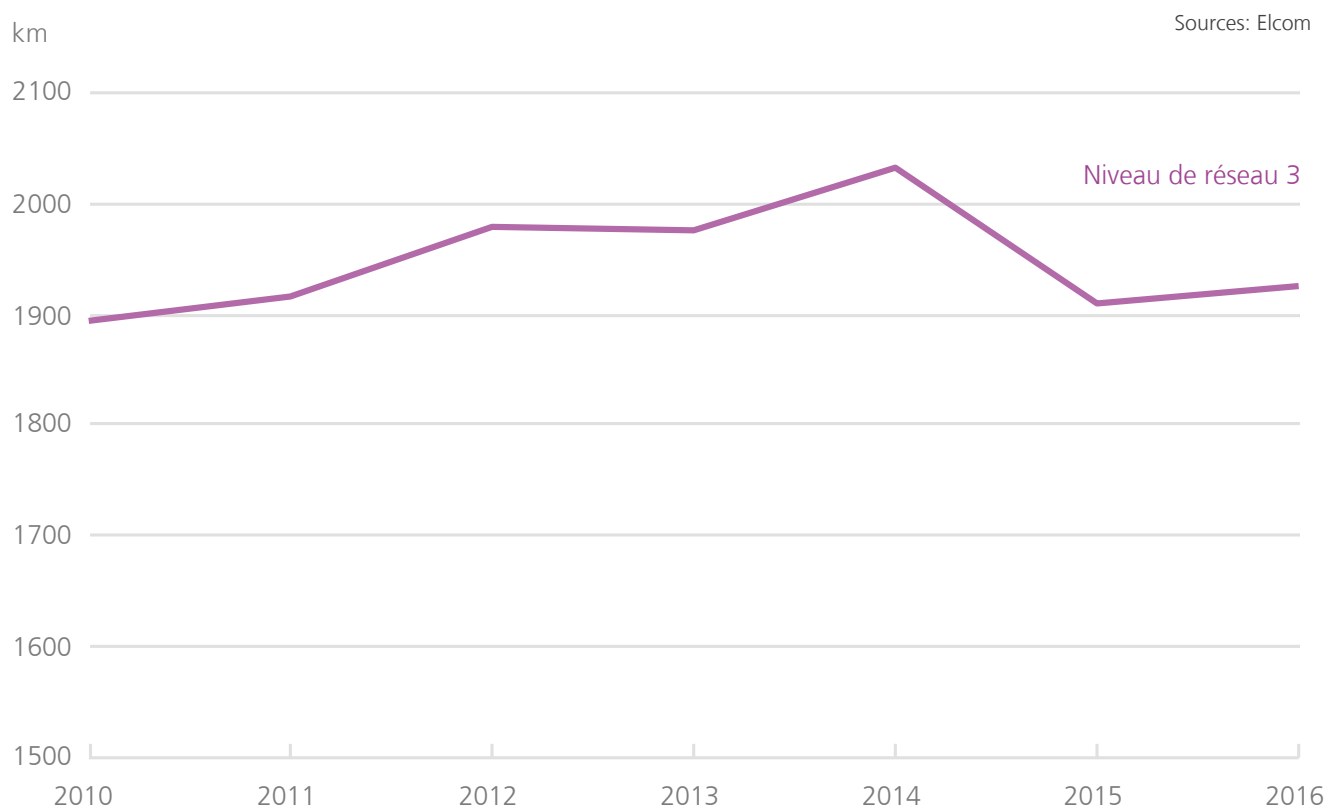


Figure 7: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)



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 et à l'amélioration de l'efficacité 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 2017 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%. Depuis 2000, les parts du mix énergétique sont restées relativement stables. On relève toutefois certains changements. Par exemple, la part des produits pétroliers a baissé de 10% entre 2000 et 2017, en raison du recul de la consommation de combustibles pétroliers. Le gaz (+3%), l'électricité (+2,5%), le bois et le charbon de bois (+1,3%), les autres énergies renouvelables (+2,4%) et la chaleur à distance (+0,8%) ont vu leurs parts augmenter. Cette évolution montre que la diversification des agents énergétiques tend à s'élargir et que la dépendance envers les énergies fossiles est légèrement plus faible. Ces deux facteurs contribuent à la bonne sécurité d'approvisionnement de la Suisse (Source: OFEN, 2018a).

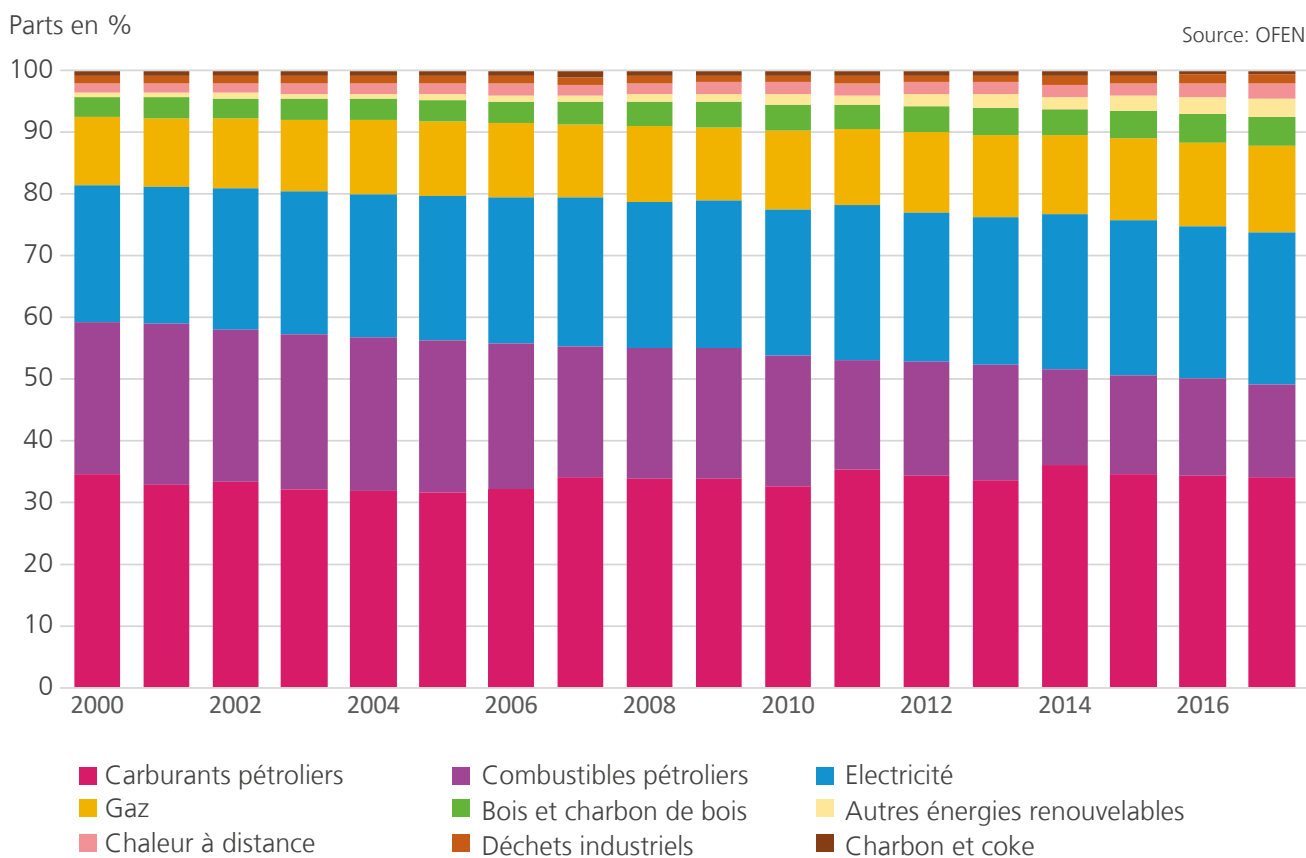


Figure 8: Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

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 notamment 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 2017, elle était de 75,3% (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 2018a/OFS/OFEV/ARE, 2018).

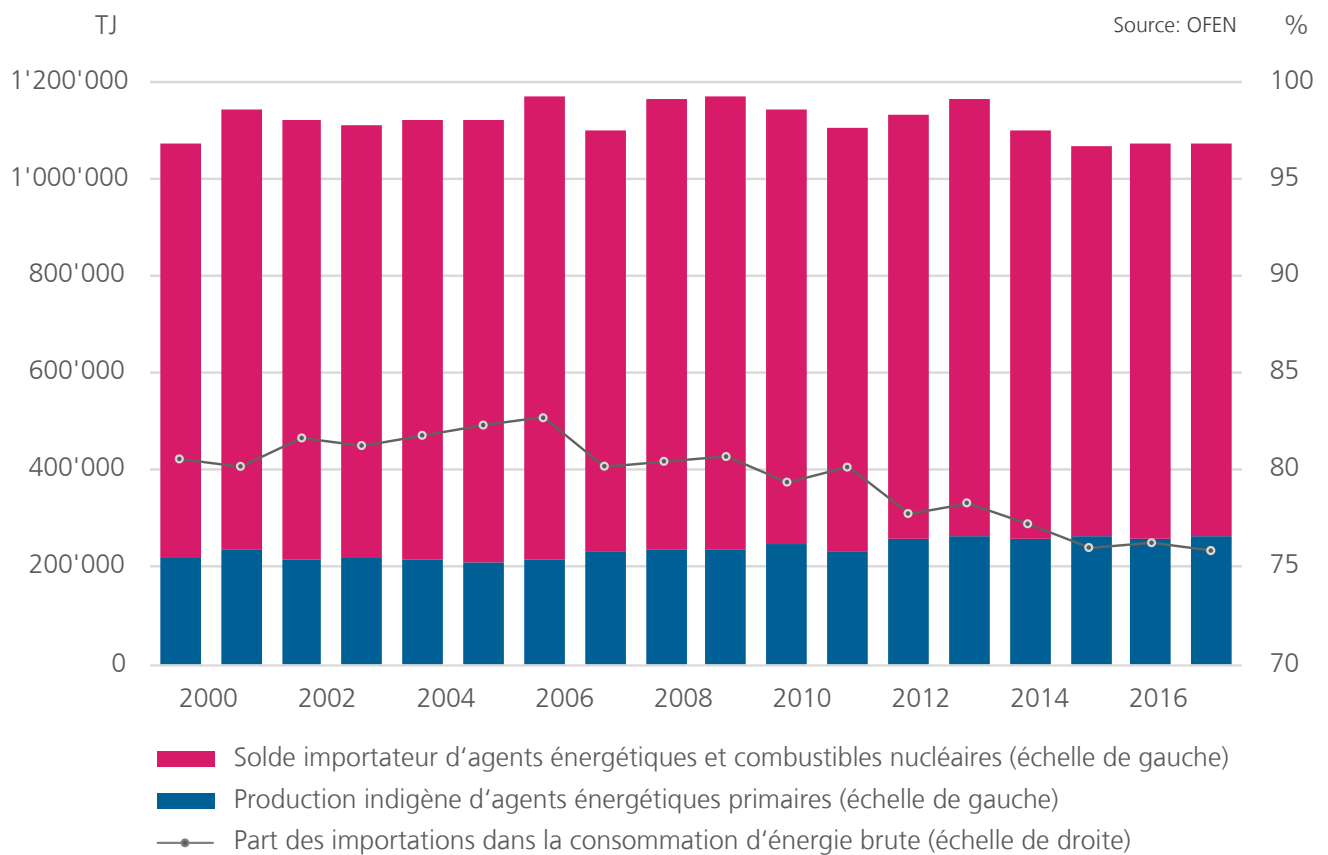


Figure 9: Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

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 globales périodiques de *l’adéquation du système* sont nécessaires pour évaluer la sécurité de l’approvisionnement. Il s’agit d’une nouvelle approche 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. Une telle analyse effectuée sur mandat de l’OFEN par l’Ecole polytechnique fédérale de Zurich et l’Université de Bâle, publiée à la fin de 2017, étudie globalement la future situation de l’approvisionnement en électricité de la Suisse dans la perspective de divers scénarios concernant les conditions météorologiques, le parc de centrales électriques, la demande et les infrastructures du réseau électrique. Les résultats montrent que la sécurité d’approvisionnement de la Suisse peut être qualifiée de non critique jusqu’en 2035, pour autant que la Suisse soit intégrée dans le marché européen de l’électricité. Ces résultats montrent aussi qu’il est important de développer le réseau de transport en temps utile. Parallèlement aux scénarios considérés par l’OFEN, en vue d’évaluer les risques à court et moyen termes, l’ECom a effectué des calculs relatifs à l’adéquation du système à l’horizon 2025 en l’absence d’accord sur l’électricité conclu avec l’UE. Selon le rapport publié fin mai 2018, l’approvisionnement de la Suisse est garanti en 2025 pour un scénario probable, même si l’on tient compte de divers facteurs de stress. La situation sera nettement plus tendue, selon les calculs, dans le cadre de scénarios de stress, par

exemple si la disponibilité des importations est restreinte, si le parc nucléaire français n’est disponible que de manière limitée et que simultanément les deux grandes centrales nucléaires suisses, Leibstadt et Gösgen, sont hors service. Mais, selon l’étude, la probabilité que survienne ce scénario est faible. La publication de l’Association européenne des gestionnaires de réseau de transport d’électricité (ENTSO-E), *Mid-term Adequacy Forecast*, parue en octobre 2018 et qui étudie les horizons 2020 et 2025, est compatible avec les études de l’OFEN et de l’ECom. L’estimation de la situation d’approvisionnement à moyen terme est en outre complétée par un rapport des gestionnaires de réseau de transport du Forum pentalatéral de l’énergie (PLEF) publié au début de 2018. Ce rapport couvre également la sécurité de l’approvisionnement électrique à moyen terme (c’est-à-dire à l’horizon 2023/24) pour la région Europe centrale et occidentale. Aucun problème notable d’approvisionnement n’est apparu en particulier pour la Suisse, même dans les scénarios particulièrement exigeants, au cours des périodes mentionnées (sources: Université de Bâle/EPFZ, 2017/ECom, 2018b)/ENTSO-E, 2018/PLEF SG2, 2018).

➤ 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 \(en allemand, résumé en français\)](#)
- [Rapport de l’ECom sur l’adéquation du système électrique](#)
- [Mid-term Adequacy Forecast de l’ENTSO-E](#)
- [Rapport PLEF SG2 Generation Adequacy Assessment](#)
- [Rapport de l’ECom sur la sécurité de l’approvisionnement en électricité en Suisse \(en allemand\)](#)
- [Rapport de l’ECom sur la qualité de l’approvisionnement en électricité](#)



► 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

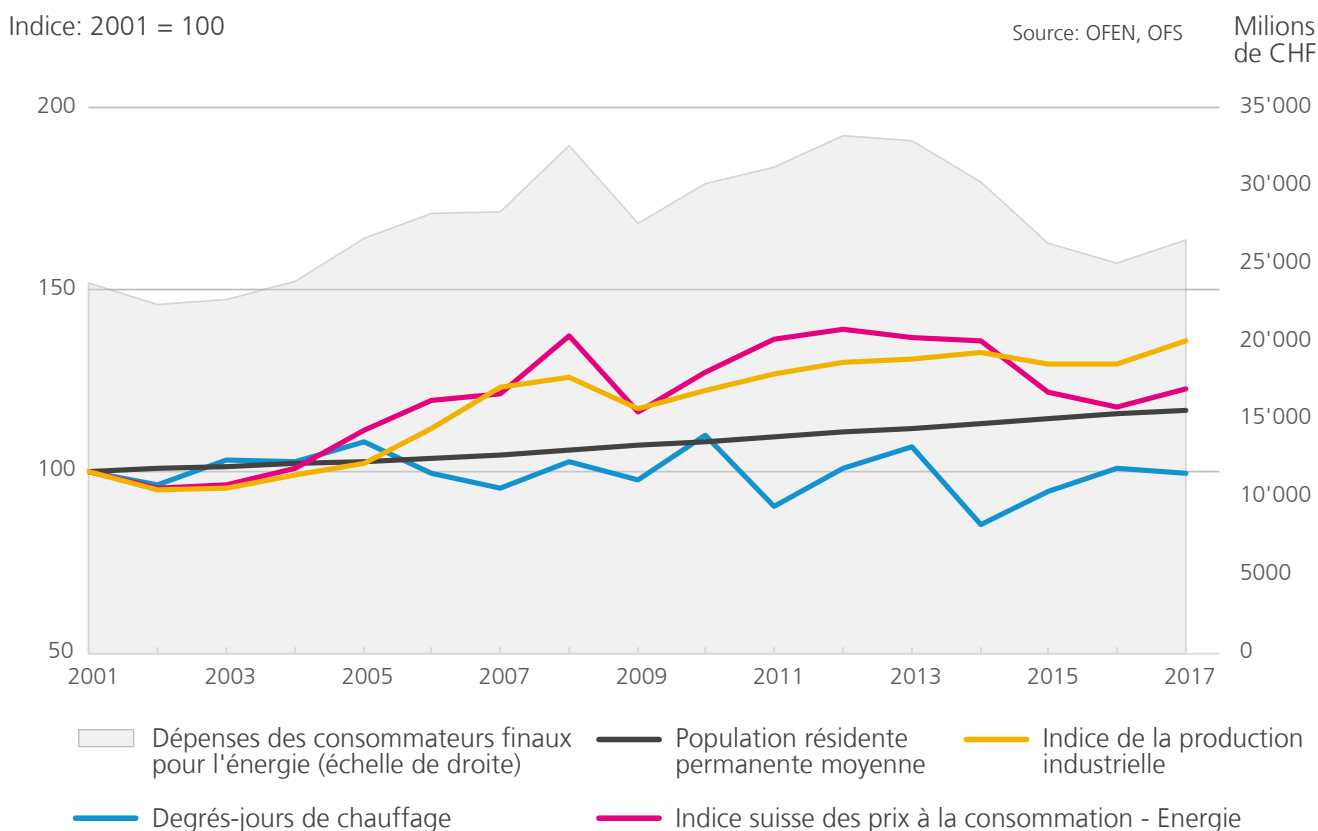
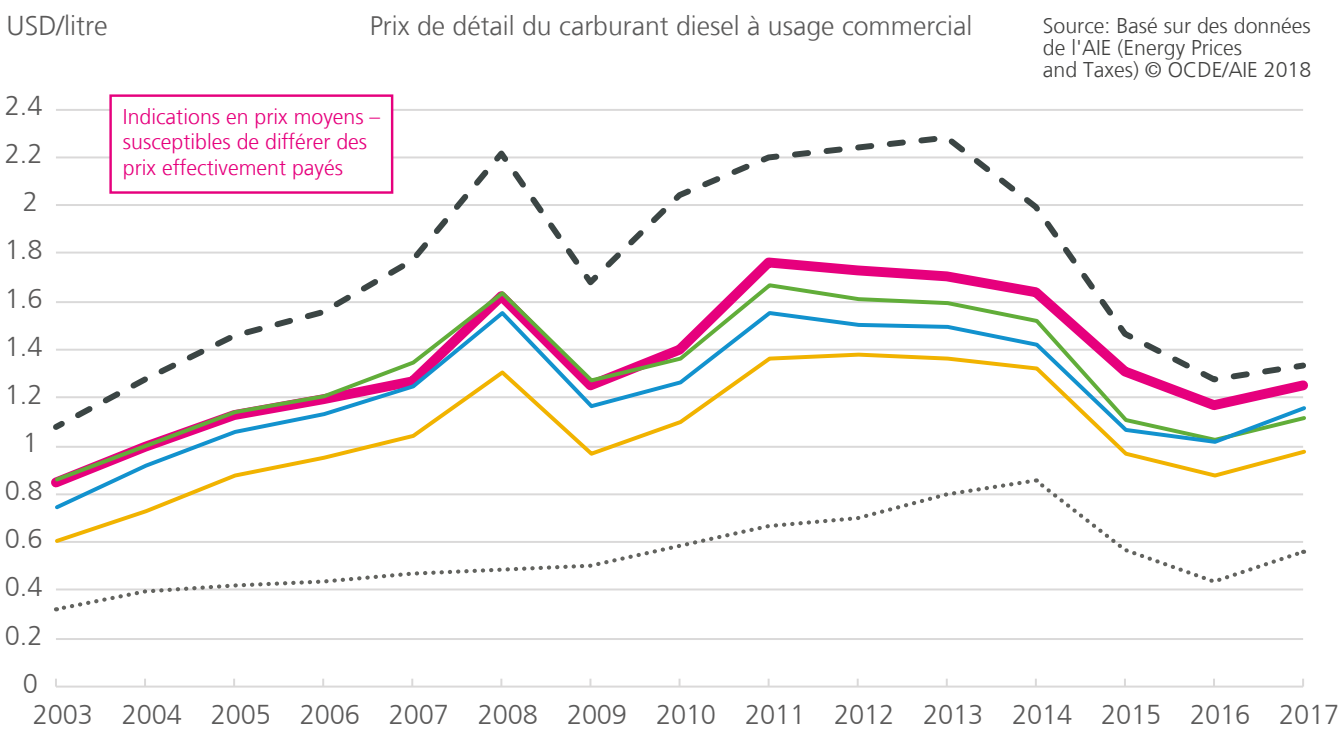
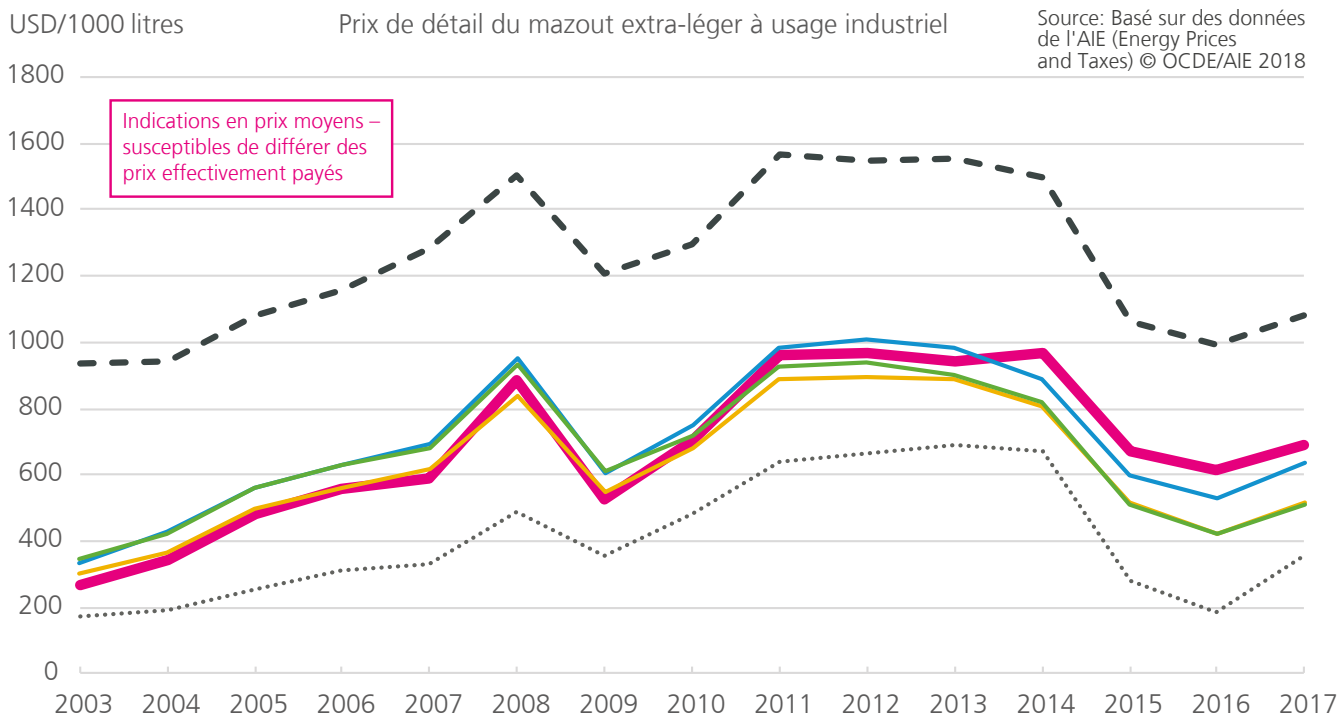


Figure 10: Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)

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 26,5 milliards de francs en 2017. La moitié à peine de ces dépenses concernent les produits pétroliers, un bon tiers revient à l'électricité, environ 10% sont pour le gaz, tandis que le reste regroupe les dépenses pour les combustibles solides et la chaleur à distance. Entre 2001 et 2017, cette évolution correspond en moyenne à une augmentation de 0,7% par an. Pendant la même période, la production industrielle a progressé de 1,9% par an, tandis que la population croissait de 1,0% par an et que l'indice suisse des prix à la consommation augmentait de 1,3% 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 consom-

mateurs, 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 2017, les dépenses des consommateurs finaux ont quelque peu 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, 2018a/OFS, 2018a).

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



- Pays de l'OCDE le moins cher
- Pays de l'OCDE le plus cher
- Suisse
- Moyenne de l'OCDE
- France
- Allemagne

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 2017, le prix du mazout est supérieur en Suisse à la moyenne de l'OCDE. Il a légèrement augmenté tant en Suisse que dans l'OCDE. Une éventuelle 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 CO₂, de 12 francs par tonne de CO₂ lors de son introduction en 2008 à 84 francs par tonne de CO₂ en 2016 et 2017⁹. Le relèvement de la taxe est intervenu 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 France, en Allemagne ou à la moyenne de l'OCDE. 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 plus proche du prix le plus élevé que du prix le moins élevé des pays de l'OCDE (source: OCDE/AIE, 2018a).

⁹ Augmentation de 84 à 96 francs par tonne de CO₂ depuis janvier 2018

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

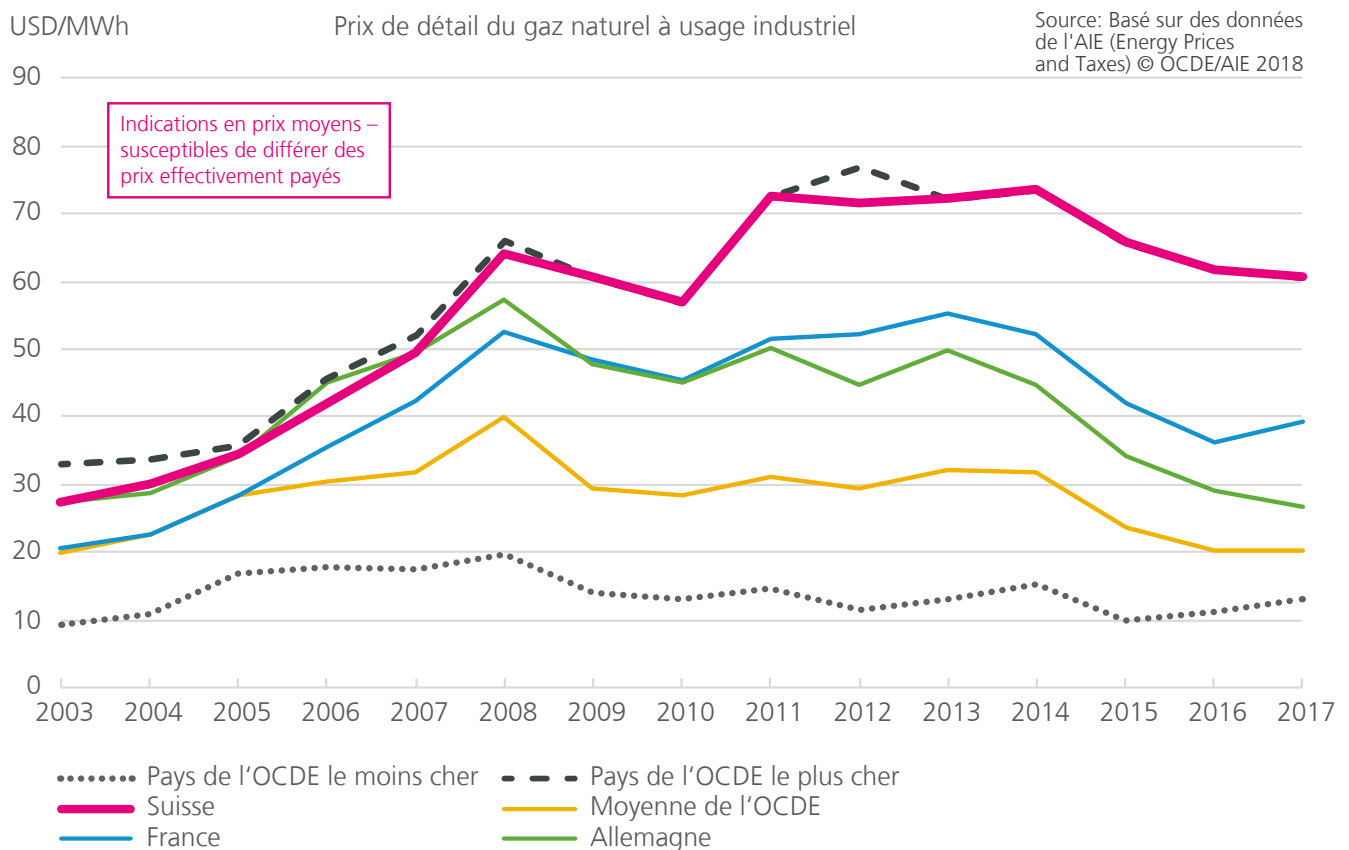
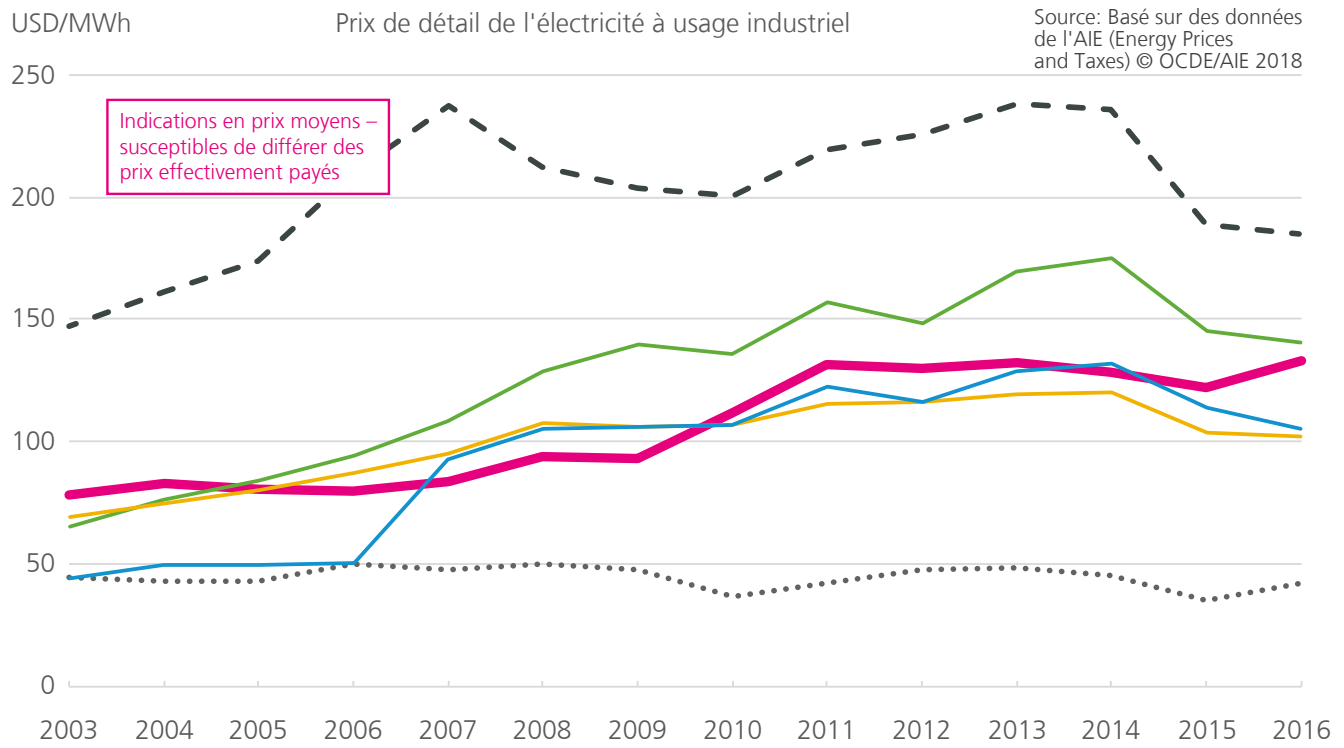


Figure 12: Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

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 et avec la moyenne des pays de l'OCDE; en 2016 toutefois les prix augmentent légèrement en Suisse (cf. **figure 12**). On peut néanmoins 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 2005, 2010, 2011

et depuis 2013. Les écarts aux autres pays de l'OCDE sont considérables, en particulier par rapport au Canada, le pays où les prix sont les moins élevés depuis 2009. Ces différences de prix peuvent s'expliquer de diverses manières: comme mentionné ci-dessus, la taxe 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 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, en 2012, une convention de branche a permis de réglementer les conditions d'achat de gaz naturel par les grands clients industriels (source: OCDE/AIE, 2018a).

➤ 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. 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

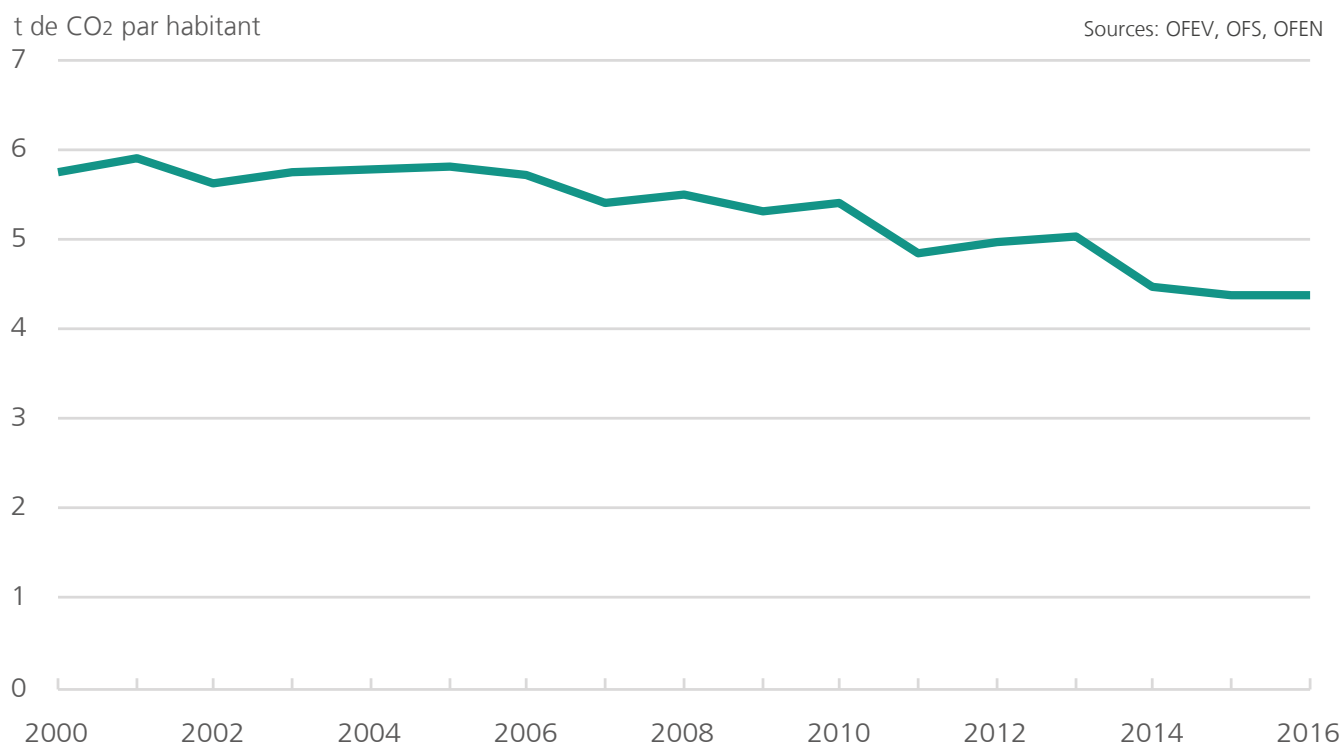


Figure 13: Emissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)

En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis 2000 (**cf. figure 13**). Comme le volume global d'émissions de CO₂ liées à l'énergie a légèrement baissé depuis 2000 et que l'effectif de la population n'a cessé d'augmenter pendant la même période (**cf. figure 14**), on assiste à une dissociation de plus en plus marquée entre la croissance démographique et les émissions de CO₂. En 2016, les émissions indigènes par habitant se montaient à environ 4,4 tonnes. En comparaison internationale, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant sont plutôt faibles en Suisse. Ceci parce que notre pays dispose d'une production électrique largement exempte d'émissions de CO₂ et d'une valeur ajoutée dominée par le secteur des services. Afin d'atteindre l'objectif stratégique global à long terme fixé dans le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (réduction des émissions de CO₂ de 1 à 1,5 tonne à l'horizon 2050) il faudra encore réduire continuel-

lement les émissions par habitant (Sources: OFEV, 2018a/OFS, 2018a/OFEN, 2018a).

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (**cf. figure 14**) atteignaient près de 37 millions de tonnes de CO₂ en 2016, soit environ 10% de moins qu'en 2000. La plus grande partie de ces émissions (41% en 2016, sans le trafic aérien international) provient des transports, le trafic routier motorisé en produisant une large part¹⁰. Les émissions de CO₂ du secteur des transports ont baissé d'environ 0,7 million de tonnes entre 2000 et 2016. 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 de change plancher entre le franc et l'euro. Les émissions de CO₂ de l'industrie (23% en 2016) 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

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

Milions de tonnes de CO₂

Sources: OFEV



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

mesures adoptées, des gains d'efficacité et d'une certaine dissociation de la production industrielle et des émissions de CO₂. En outre, en 2015, l'interruption de l'exploitation d'une raffinerie a entraîné une sensible diminution. Les fluctuations au fil du temps sont liées aux conditions conjoncturelles et météorologiques. En ce qui concerne les ménages (24% en 2016), les émissions proviennent avant tout du chauffage et de la préparation de l'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 importante. La même remarque s'applique au secteur des services (12% en 2016), dans lequel les émissions de CO₂ liées à l'énergie sont en léger recul depuis 2000. Enfin, dans l'agricul-

ture, 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 (1% en 2016). En effet, dans ce secteur, les émissions n'étant pas liées à l'énergie (surtout le méthane et le dioxyde d'azote) constituent la part prépondérante des gaz à effet de serre. Dans l'ensemble, les parts respectives des divers secteurs ne se sont que peu modifiées depuis 2000. La contribution du secteur des transports a légèrement progressé (de 38 à 41%), tandis que la part des ménages et des services est désormais moins élevée (sources: OFEV, 2018 a+b/OFEN, 2018a/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

10 Dans certaines publications, l'OFEN présente la part des transports dans les émissions totales de gaz à effet de serre. Cette part est actuellement d'environ un tiers (32%).

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **EMISSIONS DE CO₂**
(Version détaillée du rapport de monitoring)





► 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

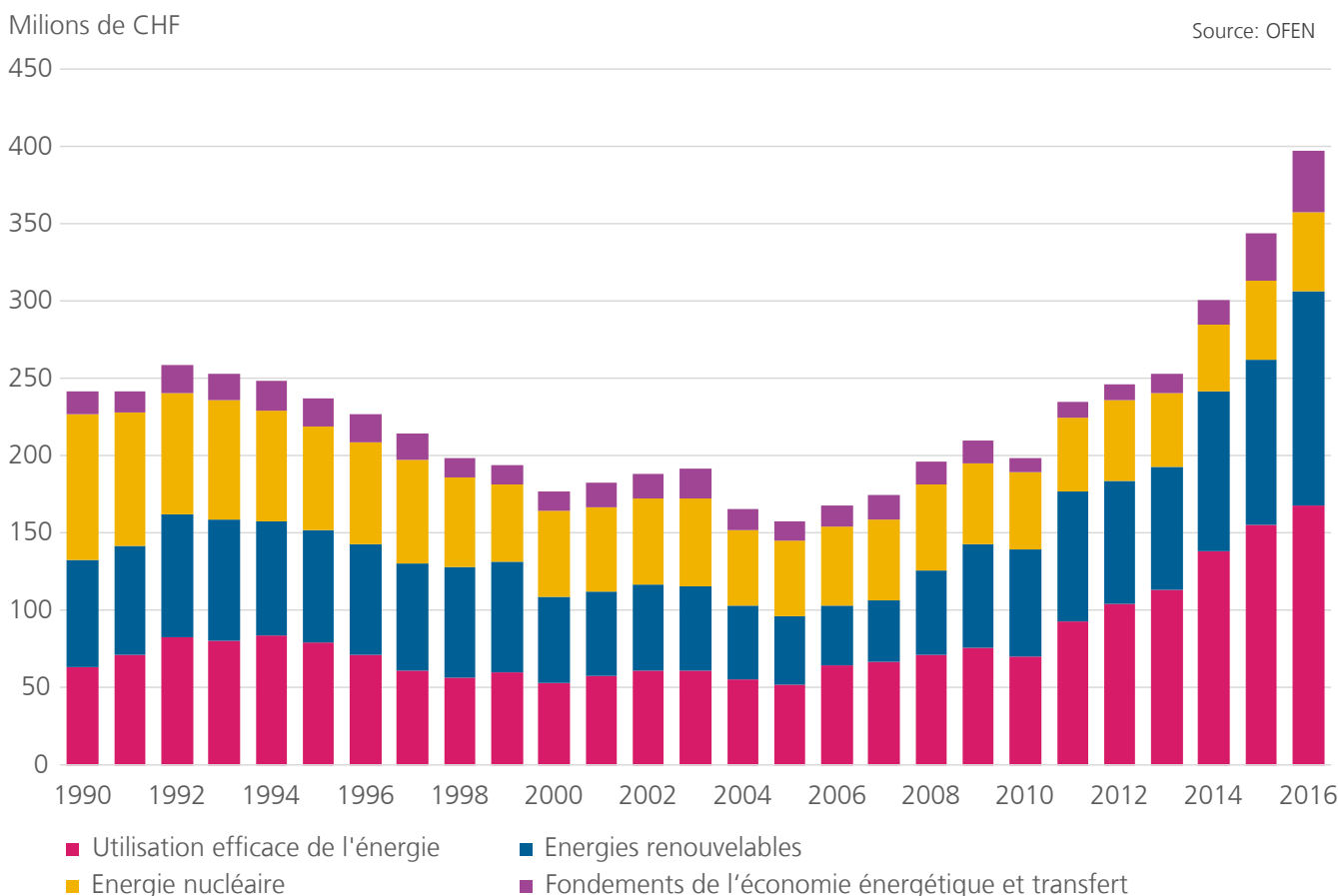


Figure 15: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)¹¹

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'Office fédéral de l'énergie (OFEN) ont pour beaucoup contribué à cette expansion. En comparaison annuelle, les dépenses totales 2016 des collectivités publiques pour la recherche énergétique ont augmenté pour atteindre 396,9 millions de francs (valeur réelle; 2015: 343,7 millions de CHF). Conformément aux

priorités fixées dans la Stratégie énergétique 2050, la majeure partie de ces fonds sont répartis entre les domaines de recherche Utilisation efficace de l'énergie (42,5% en 2016) et Sources d'énergie renouvelables (34,7% en 2016). En chiffres absolus, les dépenses en faveur du domaine de recherche Energie nucléaire (fission nucléaire et fusion nucléaire) sont restées stables depuis 2004, leur part dans les dépenses totales diminuant toutefois pour atteindre 12,9% en 2016. La part revenant au domaine de recherche Fondements de l'économie énergétique et transfert se montait à 9,9% en 2016 (source: OFEN, 2018d).

¹¹ 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 que sa position centrale en Europe l'intègre 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. 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 globale de pétrole croîtra en moyenne annuelle de 1,2 million de barils par jour pour atteindre environ 104,7 millions de barils par jour en 2023. En 2017, l'offre de pétrole a augmenté par rapport à l'année précédente de 0,5 million de barils par jour pour atteindre 97,4 millions de barils par jour, tandis que la demande atteignait 97,8 millions de barils par jour (+1,4 million). Suite à la chute des prix au deuxième semestre de 2014 et en 2015, à environ 30 dollars américains le baril, les prix se sont redressés grâce à la demande robuste en 2017 et à la limitation de la production, prolongée jusqu'en juin 2018, que l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) et d'autres pays tels que la Russie ont décidée. A la mi-2018, le prix du Brent, le type de pétrole de référence, était de 79,44 dollars américains le baril et celui du WTI (West Texas Intermediate), une autre référence, atteignait 74,15 dollars le baril. En juin 2018, les membres de l'OPEP et d'autres pays se sont entendus pour exploiter complètement les maxima de production fixés à la fin 2016. A la fin de septembre, ils se sont prononcés contre une extension des quantités produites, ce qui fit grimper au début d'octobre temporairement le cours du Brent à plus de 85 dollars le baril (son plus haut niveau durant les quatre années précédentes); au cours du mois le prix a de nouveau baissé (sources: OCDE/AIE, 2018b+g).

Gaz naturel: l'AIE prévoit, dans ses prévisions à moyen terme, que la demande globale de gaz naturel

augmentera de 1,6 pour cent en moyenne annuelle et qu'elle atteindra environ 4100 milliards de mètres cubes en 2023. Selon les données provisoires de l'AIE, la production globale de gaz naturel a augmenté en 2017 de 3,6 pour cent par rapport à l'année précédente, atteignant 3768 milliards de mètres cubes. La demande a crû de 3,2 pour cent pour s'établir à 3757 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/British Thermal Unit sur le marché américain (Henry Hub) et env. 4–8 USD/British Thermal Unit sur le marché européen (TTF spot))¹². Au premier trimestre 2018, les prix spot ont augmenté de dix pour cent pour atteindre 20,5 euros/MWh sur le marché européen par rapport à la même période l'année précédente (sources: OCDE/AIE, 2017/OCDE/AIE, 2018c+d/UE, 2018a).

Charbon: les prévisions à moyen terme de l'AIE supposent que la demande de charbon annuelle restera pratiquement stable à un niveau de 5530 millions de tonnes d'ici à 2022. Selon les informations provisoires de l'AIE, la production globale de charbon a augmenté de 3,1 pour cent en 2017 par rapport à 2016, alors qu'elle avait baissé durant les trois années précédentes. Globalement, la consommation de charbon a augmenté d'un pour cent, 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 indi-

gène de charbon. En juillet 2018, le prix spot CIF ARA atteignait 100 dollars américains la tonne, son plus haut depuis 2012¹³ (sources: OCDE/AIE, 2017/OCDE/AIE, 2018e).

CO₂: 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 cinq euros par tonne d'équivalent CO₂ (tCO₂e), il a grimpé entre la mi-2017 et septembre 2018 pour atteindre momentanément plus de 25 euros/tCO₂e. Depuis lors, il a de nouveau baissé¹⁴.

Electricité: globalement, la production électrique a augmenté de 6298 à 25 082 TWh entre 1974 et 2016, ce qui correspond selon les données de l'AIE à un taux de croissance annuel de 3,3 pour cent. En 2016, la production était supérieure de 2,9 pour cent à celle de 2015. L'indice du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen (European Power Benchmark index) est tombé à 30 euros/MWh en février 2016, soit la moyenne mensuelle la plus basse depuis mars 2007. A l'hiver 2016/2017, les prix se sont relevés, de sorte que l'indice est remonté à presque 50 euros/MWh. Ils ont de nouveau chuté durant l'été 2017, à environ 30 euros/MWh, pour progresser une nouvelle fois durant l'hiver 2017/2018 à près de 50 euros/MWh. Entre mai et août 2018, le prix «baseload Phelix» (charge de base dans la zone de prix de l'Allemagne/Autriche) est passé d'environ 40 euros/MWh à 60 euros/MWh. Le prix de la charge de base pour la Suisse (baseload Swissix) a suivi cette

tendance (sources: OCDE/AIE, 2018f/UE, 2018).

¹² Platts, *Quarterly Report on European gas markets, 1er trimestre 2018*.

¹³ Argus Gas Connection.

¹⁴ EEX.

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

Le 30 novembre 2016, afin de mettre l'Union de l'énergie en œuvre, la Commission européenne a présenté un vaste train de mesures, comportant huit projets de loi et des rapports sur la conception du marché de l'électricité, les énergies renouvelables (SER), la sécurité d'approvisionnement, l'efficacité énergétique et la gouvernance. Ce paquet intitulé «Une énergie propre pour tous les Européens» doit orienter le marché intérieur de l'électricité et les énergies renouvelables vers l'avenir en garantissant la réalisation des objectifs climatiques et énergétiques de l'UE. **Les composantes essentielles de ce paquet sont les suivantes:**

Conception 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. Vu la refonte du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, également issu du troisième paquet sur le marché intérieur, de nouvelles règles s'appliqueront au marché intérieur européen, qui sera adapté à la production électrique toujours plus décentralisée et fluctuante. Les projets de conception du marché de l'électricité seront probablement en phase de coordination entre les institutions politiques de l'UE (trilogue entre le Conseil, le Parlement et la Commission) jusqu'à la fin de 2018. Le futur fonctionnement du marché inté-

rieur de l'électricité de l'UE est d'importance pour la Suisse.

Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER): la révision de l'ordonnance de l'ACER doit adapter le rôle de l'agence aux nouveaux cadres légaux pour la conception du marché de l'électricité et de la sécurité d'approvisionnement électrique. Le but est de façon générale de renforcer le rôle de l'ACER. La proposition sera probablement jusqu'à fin 2018 dans le trilogue entre le Conseil, la Commission et le Parlement. Comme la Suisse est entourée par le marché intérieur de l'électricité de l'UE, le travail de l'ACER a des répercussions sur le marché suisse de l'électricité et est particulièrement important pour l'EICOM.

Efficacité énergétique: la Commission a présenté des projets de révision des directives relatives à l'efficacité énergétique et à la performance énergétique des bâtiments. Suite à l'Accord de Paris, les objectifs de la directive relative à l'efficacité énergétique sont adaptés au cadre de politique climatique et énergétique fixé pour 2030. En juin 2018, la Commission, le Conseil et le Parlement se sont entendus sur un objectif d'efficacité non contraignant de 32,5 pour cent au niveau de l'UE. La directive sur la performance énergétique des bâtiments actualisée doit rendre les bâtiments plus «intelligents» et soutenir encore plus vigoureusement l'assainissement des bâtiments. La

version définitive de cette directive, publiée en juin 2018, est entrée en vigueur le 9 juillet 2018. 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. Au terme d'intenses négociations, un objectif contraignant de 32 pour cent d'énergies renouvelables s'appliquera au niveau de l'UE. La Commission, le Conseil et le Parlement se sont entendus en juin 2018 sur cette nouvelle directive. Le Conseil et le Parlement doivent encore entériner formellement le compromis obtenu avant qu'il ne puisse entrer en vigueur, probablement en 2019.

Sécurité de l'approvisionnement en électricité: le nouveau règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité vise à préparer les Etats membres aux situations de crise dans le domaine de l'électricité, qui surviennent par exemple en raison de situations météorologiques extrêmes, de cyberattaques ou de pénuries de combustible. Le projet fera probablement l'objet d'un trilogue jusqu'à la fin de 2018 entre le Conseil, le Parlement et la Commission. 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 de la proposition de 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. Le Conseil et le Parlement se sont entendus en juin 2018 pour adopter le nouveau règlement. Ces deux instances doivent encore formellement entériner le compromis avant qu'il ne puisse entrer en vigueur, probablement en 2019.

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

POLITIQUE CLIMATIQUE INTERNATIONALE

L'Accord de Paris, que la communauté internationale a adopté en décembre 2015 après des années de négociations et qui est entré en vigueur le 4 novembre 2016, doit être marqué d'une pierre blanche dans la politique climatique internationale. Il renoue avec la deuxième période d'engagement du Protocole de Kyoto. L'Accord de Paris oblige tous les Etats à prendre des mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le but commun de contenir à nettement moins de deux degrés Celsius la hausse globale de la température par rapport au niveau préindustriel, une limitation à 1,5 degré Celsius d'augmentation étant visée. 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 181 l'ont ratifié. Le 1er juin 2017, le président américain Donald Trump a fait savoir que les Etats-Unis voulaient se retirer de l'Accord de Paris. Ainsi les Etats-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 Etats-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 pour cent 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 faire rapport tous les deux ans au Secrétariat de la Convention sur le climat des Nations Unies sur l'évolution de ses émissions de gaz à effet de serre, les mesures de réduction des émissions et d'adaptation prévues et sa contribution au financement international pour le climat. L'Accord de Paris devra être transposé en droit national. A 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 (sources: Conseil fédéral, 2017).

COOPÉRATION INTERNATIONALE DE LA SUISSE DANS LE DOMAINE DE L'ÉNERGIE

Les **négoiations avec l'UE concernant un accord bilatéral sur l'électricité** ont progressé durant la période sous rapport. 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 plusieurs de ses aspects, dans divers domaines, font encore l'objet de négociations. L'UE fait dépendre la conclusion des négociations aux progrès des discussions entre la Suisse et l'UE sur un accord-cadre.

Sur le plan de la **coopération régionale**, la Suisse participe depuis février 2011, en qualité d'observatrice, au Forum pentalatéral élargi de l'énergie. Les thèmes de l'intégration du marché, de la sécurité d'approvisionnement et de la flexibilité dans le secteur de l'électricité y sont discutés. En juin 2017, les pays du Forum pentalatéral (l'Allemagne, la France, l'Autriche, les Etats du Benelux et la Suisse comme observatrice) ont signé un protocole d'accord visant à améliorer la coopération régionale quant à la planification des cas d'urgence et la gestion des crises.

Les nombreuses interdépendances entre la Suisse et ses pays voisins dans le domaine de l'énergie appellent un approfondissement des **relations bilatérales**. Durant la période sous rapport, les contacts ont été développés avec plusieurs pays. Un agenda énergétique et climatique commun doit être élaboré avec l'Allemagne, comme en ont convenu la conseillère fédérale Doris Leuthard et le

ministre allemand de l'économie Peter Altmaier lors d'une rencontre en septembre 2018. La conseillère fédérale Leuthard s'est rendue avec une délégation (notamment des représentants du secteur suisse de l'énergie) au Vietnam et en Thaïlande en 2018 et en Argentine et au Pérou en 2017. En outre, des déclarations d'intention ont été signées en 2017 et 2018 avec la Chine et le Maroc pour renforcer la coopération dans le domaine de l'énergie.

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, et de la Charte de l'énergie. Par ailleurs, notre pays est actif au sein de l'Agence internationale de l'énergie atomique de l'ONU et au sein de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables.

(Sources: Conseil fédéral, 2018 a+b/DETEC, 2017+2018)

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

LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

- AFF (2018): Administration fédérale des finances, Evolution des taux applicables à la TVA 2017.
- COM(2016) 860 final: Communication de la Commission européenne, Une énergie propre pour tous les Européens.
- 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 (2015): Message relatif à l'article constitutionnel concernant un système incitatif en matière climatique et énergétique, FF 2015 7165.
- 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 (2018a): Rapport sur la politique extérieure 2017, FF 2018 1777.
- Conseil fédéral (2018b): Dossier européen: Communiqués de presse du 5 mars et du 28 septembre 2018.
- Conseil fédéral (2018c): Dossier de consultation sur la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché de l'électricité, réserve de stockage et modernisation de la régulation du réseau), FF 2018 6391.
- DETEC (2017): Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
- DETEC (2018): Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
- Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe, Aktualisierung bis 2015 (sur mandat de l'OFEV).
- Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe (sur mandat de l'OFEV).
- Eicher + Pauli (2018): Statistique suisse des énergies renouvelables 2017 (sur mandat de l'OFEN).
- ElCom (2018a): Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2017.
- ElCom (2018b): Commission fédérale de l'électricité, Schlussbericht System Adequacy 2025. Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025 (résumé en français).
- ENTSO-E (2018): Mid-term Adequacy Forecast 2018.
- OCDE/AIE (2017): Agence internationale de l'énergie, Coal 2017: Analysis and Forecast to 2022.
- OCDE/AIE (2018a): Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2017.
- OCDE/AIE (2018b): Agence internationale de l'énergie, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2017.
- OCDE/AIE (2018c): Agence internationale de l'énergie, Gas 2018: Analysis and Forecasts to 2023.
- OCDE/AIE (2018d): Agence internationale de l'énergie, Natural Gas Information: Overview 2018.

OCDE/AIE (2018e):	Agence internationale de l'énergie, Coal Information: Overview 2018.
OCDE/AIE (2018f):	Agence internationale de l'énergie, Electricity Information: Overview 2018.
OCDE/AIE (2018g):	Agence internationale de l'énergie, Oil 2018: Analysis and Forecasts to 2023.
OFAC (2018):	Extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2017 dans la cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.
OFEN (2018a):	Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2017.
OFEN (2018b):	Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE), 2017.
OFEN (2018c):	Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse de l'électricité 2017.
OFEN (2018d):	Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2016.
OFEN/Swissgrid (2018):	Informations sur l'état d'avancement des projets de réseau.
OFEV (2018a):	Office fédéral de l'environnement, Inventaire des gaz à effet de serre 2016.
OFEV (2018b):	Office fédéral de l'environnement, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.
OFS (2018a):	Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2017.
OFS (2018b):	Office fédéral de la statistique, Comptes nationaux de la Suisse 2017.
OFS (2018c):	Office fédéral de la statistique, Indice suisse des prix à la consommation, prix moyens de l'énergie et des carburants 2017.
OFS/OFEV/ARE (2018):	Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).
PLEF SG2 (2018):	Pentalateral Energy Forum Support Group 2, Generation Adequacy Assessment.
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 (2018a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2017 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l'OFEN).
Prognos/TEP/Infras (2018b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2017 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l'OFEN).
Swissgrid (2015):	Réseau stratégique 2025.
UE (2018a):	Commission européenne, Direction générale de l'énergie, Observation du marché de l'énergie en 2017.
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).

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 17.10.2018)
20	FIGURE 6:	Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 17 octobre 2018, 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 2018

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