



Rapport de novembre 2018

Stratégie énergétique 2050

Rapport de monitoring 2018¹ (version détaillée)

¹ La plupart des données sont relevées jusqu'en 2017.

Date: Novembre 2018

Lieu: Berne

Editeur: Office fédéral de l'énergie (OFEN)

Internet: www.monitoringenergie.ch

Office fédéral de l'énergie OFEN

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

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

Table des matières

Introduction	5
Base juridique et but du monitoring.....	5
Cadre de référence du monitoring.....	6
Axes de la Stratégie énergétique 2050	7
Champs thématiques et indicateurs du monitoring	8
Champ thématique Consommation et production énergétiques	10
Contrôle des valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie	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	14
Indicateurs complémentaires sur la consommation d'énergie et d'électricité	16
Evolution et moteurs de la consommation d'énergie finale et d'électricité	16
Consommation énergétique finale globale et par secteurs	17
Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale	18
Consommation d'énergie finale en fonction de l'application	19
Intensités énergétique et électrique	20
Champ thématique Développement du réseau	21
Etat d'avancement et durée des projets de réseau.....	21
Enfouissement de lignes	28
Investissements dans le réseau et amortissements	29
Investissements dans le réseau de transport et amortissements	29
Investissements dans le réseau de distribution et amortissements.....	30
Champ thématique Sécurité de l'approvisionnement	31
Vue d'ensemble.....	31
Diversification de l'approvisionnement énergétique.....	31
Dépendance vis-à-vis de l'étranger.....	33
Sécurité de l'approvisionnement en électricité.....	35
Adéquation du système.....	35
Production électrique, importations et consommation au cours de l'année.....	36
Capacités d'importation.....	37
Réserves de puissance	37
Charge N-1 sur le réseau de transport.....	39
Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau.....	39
Sécurité de l'approvisionnement en gaz	40
Installations bicombustibles	41
Normes relatives aux infrastructures.....	42
Sécurité de l'approvisionnement en pétrole	43
Diversification des moyens de transport	43
Portefeuille d'importation de pétrole brut	45
Importations de pétrole brut et de produits pétroliers	46

Champ thématique Dépenses et prix	48
Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie	48
Prix de l'énergie.....	50
Prix de l'énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale.....	50
Tarifs de l'électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises.....	55
Evolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages	57
Champ thématique Emissions de CO₂.....	61
Emissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant	61
Emissions de CO ₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs	62
Emissions de CO ₂ liées à l'énergie: industrie et services	63
Emissions de CO ₂ liées à l'énergie: voitures de tourisme.....	64
Autres effets sur l'environnement.....	65
Champ thématique Recherche et technologie	66
Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique	66
Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique	68
Digression: Potentiels, coûts et impact environnemental des technologies de prod. de l'électricité	69
Champ thématique Environnement international	71
Evolution des marchés globaux de l'énergie.....	71
Evolutions dans l'UE	73
Evolution par rapport aux objectifs pour 2020	73
Valeurs de référence de la politique climatique et énergétique à l'horizon 2030	73
Union de l'énergie	74
Mise en oeuvre des «Network Codes»	74
Le «Clean Energy Package»	74
Sécurité de l'approvisionnement en énergie et infrastructures	77
Politique climatique, mobilité et efficacité énergétique	78
Politique climatique internationale.....	79
Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie	80
Liste bibliographique et des sources.....	82
Table des illustrations	85

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. 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 concernant le système incitatif en matière climatique et énergétique, 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, 2017a). 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 de promouvoir l'intégration des énergies renouvelables sur le marché (Conseil fédéral, 2018c).

Base juridique et but du monitoring

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

L'Office fédéral de l'énergie (OFEN), en coopération avec le Secrétariat d'Etat à l'économie (SECO) et d'autres services fédéraux et fort des apports d'experts externes au niveau conceptuel, a mis sur pied un monitoring correspondant². Il s'agit d'indicateurs choisis et d'analyses quantitatives et qualitatives plus approfondies qui renseignent à intervalles réguliers sur la manière dont le système énergétique suisse a évolué depuis la dernière observation ou sur l'état d'avancement dans la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 par rapport aux valeurs indicatives ancrées dans la loi. Deux produits principaux sont prévus: un rapport de monitoring annuel, tel le présent rapport pour 2018 (dont la plupart des données sont relevées jusqu'en 2017) et un compte-rendu supplémentaire quinquennal. Le rapport de monitoring, actualisé chaque année, contient des indicateurs quantitatifs associés à d'importants indices relevant de l'économie énergétique et des parties descriptives. Le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement complète et approfondit les rapports de monitoring annuels par des analyses supplémentaires. En particulier, ce compte-rendu doit permettre au Conseil fédéral et au Parlement de

² Secrétariat d'Etat à la formation, à la recherche et à l'innovation (SEFRI), Office fédéral de l'environnement (OFEV), Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE), Office fédéral de la statistique (OFS), Commission fédérale de l'électricité (EiCom); experts de l'EPFZ, de l'EPFL, de l'Institut fédéral de recherche sur la forêt, la neige et le paysage (WSL), de l'Université de Bâle, et de l'Université de Münster (D).

contrôler sur une période assez longue si les valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie sont atteintes et de décider au besoin de prendre des mesures supplémentaires ou d'adapter les mesures existantes. Ces rapports sont destinés au monde politique et à l'administration, aux milieux de l'économie, de la protection de l'environnement et de la société civile de même qu'à toute personne intéressée.

Cadre de référence du monitoring

La Stratégie énergétique 2050 – ses objectifs, valeurs indicatives et lignes directrices – constitue le cadre de référence permettant d'évaluer la politique énergétique de la Suisse au moyen du monitoring prévu. Ces éléments sont ancrés dans la LENE et le message y afférent du Conseil fédéral (Conseil fédéral, 2013), eux-mêmes fondés sur les scénarios présentés dans les Perspectives énergétiques 2050³ (Prognos, 2012). En outre, d'autres projets et politiques de la Confédération concernent le monitoring, notamment le message relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Conseil fédéral, 2016), que le Parlement a adopté le 15 décembre 2017 lors de la votation finale et qui doit entrer en vigueur jusqu'à la mi-2019. De plus, comme déjà mentionné, un lien étroit existe aussi avec la politique climatique actuelle et son développement au-delà de 2020. Celle-ci régit la mise en œuvre au niveau national de l'Accord de Paris sur le climat conclu en 2015. Lors de sa séance du 1^{er} décembre 2017, le Conseil fédéral a adopté le message relatif à la révision totale de la loi sur le CO₂ pour la période 2021–2030. Ce message fait actuellement l'objet de délibérations parlementaires (Conseil fédéral, 2017a).

Domaine	2020 (à court terme) ancré dans la LENE	2035 (à moyen terme) ancré dans la LENE	2050 (à long terme) selon le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050
Consommation énergétique moyenne par personne et par an ⁴	moins 16%	moins 43%	moins 54%
Consommation électrique moyenne par personne et par an	moins 3%	moins 13%	moins 18%
Production annuelle moyenne d'électricité renouvelable (sans la force hydraulique)	au moins 4,4 térawatts-heures (TWh)	au moins 11,4 TWh ⁵	au moins 24,2 TWh
Production annuelle moyenne d'électricité hydraulique	aucune valeur indicative pour 2020	au moins 37,4 TWh	au moins 38,6 TWh

Figure 1 Valeurs indicatives de la loi sur l'énergie et objectifs à long terme selon la Stratégie énergétique 2050

³ Les Perspectives énergétiques (analyses de type «si-alors») contiennent d'une part trois variantes d'offre d'électricité (C: fossile centralisée / C & E: fossile centralisée et renouvelable / E: renouvelable, la lacune d'électricité restante étant comblée par les importations). D'autre part, on y distingue trois variantes de politique (scénarios): le scénario (de référence) «Poursuite de la politique actuelle» (PPA), le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) et le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE).

⁴ Par rapport à l'année de base 2000. Consommation énergétique finale sans le trafic aérien international, sans la consommation de gaz des compresseurs du gazoduc de transit du gaz naturel, et sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture. Consommation électrique sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.

⁵ Le message prévoyait 14,5 TWh au début, le Parlement a abaissé la valeur indicative à 11,4 TWh.

Axes de la Stratégie énergétique 2050

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

- *Réduire la consommation d'énergie et d'électricité*: la gestion économe de l'énergie en général et de l'électricité en particulier est encouragée en renforçant les mesures d'efficacité.
- *Augmenter la part des énergies renouvelables*: la production électrique à partir de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables (soleil, biomasse, biogaz, vent, déchets, géothermie) est développée. Il doit aussi être possible de répondre à la demande en développant au besoin la production électrique fossile, par exemple grâce au couplage chaleur-force et, le cas échéant, en important davantage d'électricité.
- *Garantir l'approvisionnement en énergie*: il importe d'avoir librement accès aux marchés internationaux de l'énergie. L'échange d'électricité avec l'étranger est nécessaire pour assurer l'approvisionnement électrique et procéder aux ajustements temporaires. Les futures infrastructures de production indigènes et l'échange d'électricité requièrent le développement rapide des réseaux de transport d'électricité et la transformation des réseaux en réseaux intelligents. En outre, le réseau électrique suisse doit être raccordé de manière optimale au réseau électrique européen.
- *Transformer et développer les réseaux électriques en tenant compte du stockage d'énergie*: en raison des fluctuations de l'injection inhérentes au développement des nouvelles énergies renouvelables, la nécessité de transformer et de développer les réseaux électriques de même que le besoin de stocker l'énergie vont croissant.
- *Renforcer la recherche énergétique*: la recherche énergétique doit être renforcée de manière ciblée pour soutenir la transformation du système énergétique. A cet effet, le Parlement a adopté en mars 2013 le plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée».
- *SuisseEnergie*: les mesures volontaires de SuisseEnergie encouragent, en collaboration avec les cantons, communes et partenaires du marché, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables. Les outils sont l'information de la population, le développement de solutions spécifiques aux différents branches et le transfert de connaissances, l'assurance qualité et la coordination des mesures au niveau suisse.
- *Assumer la fonction d'exemple de la Confédération, des cantons, des villes et des communes*: les collectivités publiques prêchent par l'exemple, par exemple en respectant les normes de construction pour leurs propres bâtiments. Les distinctions «Cité de l'énergie» et «Région-énergie», attribuées dans le cadre du programme SuisseEnergie, jouent à cet égard un rôle important.
- *Intensifier encore la coopération internationale*: en tant qu'important pôle de recherche et d'innovation, la Suisse peut contribuer sur le plan international au développement de connaissances et au transfert technologique dans le domaine de l'énergie et en bénéficier. L'intégration de la Suisse dans les mécanismes de crise internationaux accroît la sécurité d'approvisionnement de notre pays.

Champs thématiques et indicateurs du monitoring

Les objectifs, les valeurs indicatives et les axes mentionnés permettent de déduire les sept champs thématiques et les quelque 40 indicateurs couverts par le monitoring annuel. Les observations ainsi réunies seront complétées et approfondies tous les cinq ans dans le cadre d'un compte-rendu supplémentaire comprenant un complément d'analyses.

Remarques méthodologiques

Le monitoring annuel de la Stratégie énergétique 2050, qui embrasse, aux fins de fournir une vue d'ensemble (pas au niveau des mesures), un large éventail de thèmes et d'indicateurs choisis dans les domaines concernant l'énergie globale et l'électricité, le développement du réseau, la sécurité de l'approvisionnement, les dépenses énergétiques et les prix de l'énergie ainsi que les émissions de CO₂ liées à l'énergie, décrit les évolutions survenant dans l'environnement international de même que dans les domaines de la recherche et de la technologie. La publication comprendra une version détaillée du rapport de monitoring annuel (telle que le présent document) et une version abrégée résumant les principaux indicateurs et résultats. L'une et l'autre versions sont mises en ligne sous www.monitoringenergie.ch.

Le monitoring annuel, qui repose pour l'essentiel sur des données et rapports préexistants déjà publiés, exploite systématiquement les synergies que comportent les systèmes de monitoring actuels de la Confédération. En règle générale, l'an 2000 constitue l'année de référence pour les indicateurs. Pour certains indicateurs, une série plus longue apparaît judicieuse, alors qu'une série plus brève est indiquée pour d'autres parce que les données ne sont disponibles que depuis peu de temps. Le monitoring annuel ne permet pas d'observer et d'analyser toutes les thématiques pertinentes et intéressantes sous forme d'indicateurs actualisables chaque année. Certaines thématiques nécessiteraient des examens plus détaillés portant sur une plus longue période ou nécessiteraient des données qui n'existent pas ou qu'il serait trop coûteux de collecter chaque année. C'est pourquoi, de par sa nature même, le monitoring annuel présente des lacunes. Il s'agit toutefois d'un système appelé à être régulièrement remanié et développé. Au demeurant, le compte-rendu annuel constitue un état des lieux, en termes d'économie énergétique et de statistique énergétique, qui renonce à toute conclusion d'un autre ordre. Cependant, le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement constitue, d'une part, une structure permettant d'intégrer des analyses approfondies (il s'agit surtout à ce stade, en complément aux champs thématiques cités ci-dessus, d'analyses portant sur les effets et les coûts des mesures ainsi que d'estimations et d'études visant les développements technologiques importants dans le domaine énergétique et certains aspects choisis concernant l'environnement). Ces examens approfondis doivent être coordonnés avec les travaux de base en cours auprès de l'OFEN (p. ex. les évaluations, les perspectives énergétiques) et auprès des autres services fédéraux. D'autre part, le rapport quinquennal peut commenter l'état d'avancement de la Stratégie énergétique 2050 et élaborer des recommandations.

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

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

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

Champ thématique Consommation et production énergétiques

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

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

La LEné prévoit des valeurs indicatives concernant la consommation d'énergie et d'électricité pour les années 2020 et 2035 par rapport à l'année de base 2000 (art. 3, al. 1 et 2). S'agissant des indicateurs de consommation, la base initiale est fournie par la consommation énergétique finale ou électrique des secteurs Ménages, Industrie, Services et Transports (selon la Statistique globale suisse de l'énergie). Tout comme dans les Perspectives énergétiques 2050, on ne tient pas compte de la consommation de carburant du trafic aérien international dans le secteur des transports ni de la consommation de gaz des compresseurs nécessaires à l'exploitation des gazoducs de transit pour le gaz naturel. Il n'est également pas tenu compte de la différence statistique, qui comprend l'agriculture. Ainsi, la délimitation des indicateurs du monitoring correspond à celle des Perspectives énergétiques 2050: les scénarios Mesures politiques du Conseil fédéral (PCF) et Nouvelle politique énergétique (NPE) des Perspectives énergétiques ont permis de déduire les valeurs indicatives de consommation visées à l'art. 3 LEné. Outre l'évolution effective depuis 2000, le monitoring indique l'évolution corrigée de l'influence des facteurs météorologiques, car la consommation énergétique annuelle destinée à chauffer les locaux dépend particulièrement des conditions météorologiques⁶. La valeur de consommation corrigée permet de déduire la consommation énergétique de l'année sous rapport indépendamment des variations météorologiques, tandis que l'évaluation par habitant permet de suivre l'évolution de la consommation indépendamment de l'évolution démographique. Contrairement à la consommation énergétique et électrique, dont les valeurs indicatives sont exprimées en termes relatifs, le développement des énergies renouvelables est soumis à des valeurs indicatives absolues (*cf. ci-après*).

⁶ Les valeurs de consommation énergétique pour le chauffage des locaux, qui dépendent des conditions météorologiques, sont corrigées des influences météorologiques pour chaque agent énergétique grâce à la méthode basée sur les degrés-jours et l'ensoleillement (Prognos 2015). La part du chauffage des locaux dans la consommation énergétique finale repose sur les analyses de la consommation suisse d'énergie en fonction des affectations. Les facteurs annuels de correction des variations météorologiques se rapportent à la moyenne de tous les types de bâtiment et sont standardisés en référence à l'année 2000.

Consommation énergétique finale par personne et par an

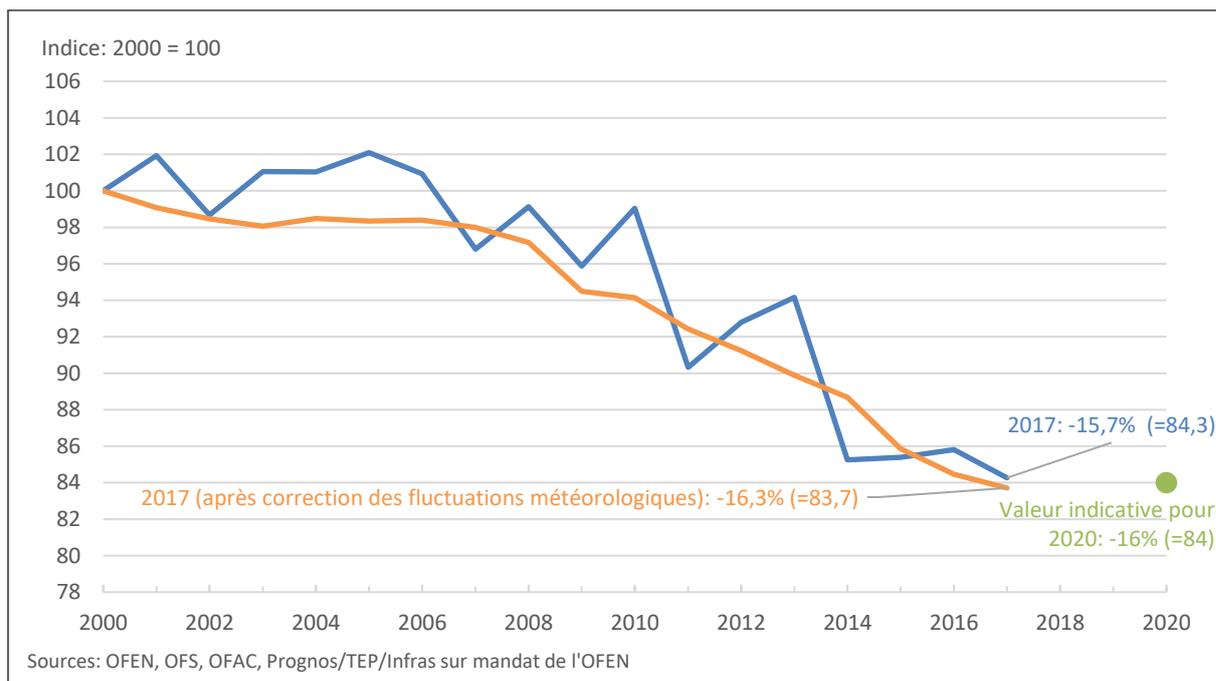


Figure 3 Evolution de la consommation énergétique finale⁷ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant a baissé depuis 2000, comme le montre la *figure 3*. 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 orange*). 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 élevées, 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).

⁷ Sans le trafic aérien international, sans la consommation de gaz des compresseurs de gazoduc de transit du gaz naturel, sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.

Consommation électrique par personne et par an

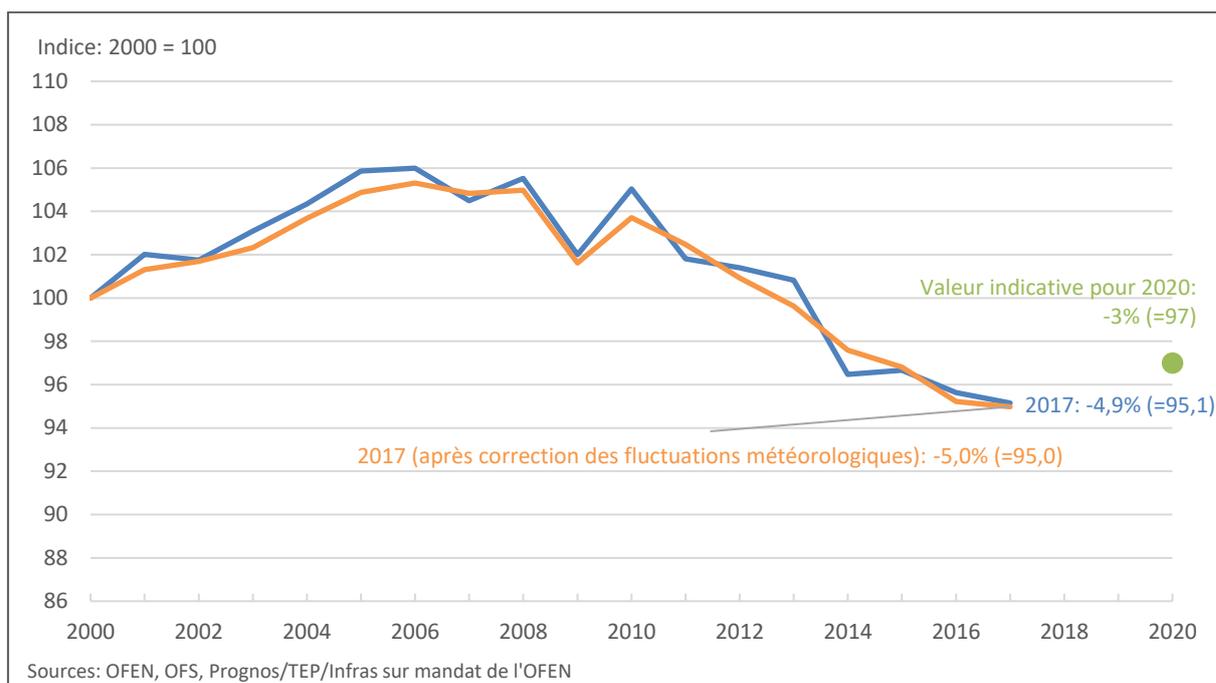


Figure 4 Evolution de la consommation électrique⁸ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation électrique par habitant a augmenté entre 2000 et 2006, puisque la consommation d'électricité en chiffres absolus a progressé de 10,3% tandis que l'effectif de la population ne croissait que de 4,2%. Depuis 2006, cette tendance s'inverse, comme l'illustre la *figure 4*. La consommation électrique 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).

⁸ Sans la différence statistique, qui comprend l'agriculture.
12/86

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

En ce qui concerne la production, le futur abandon progressif des centrales nucléaires place la production électrique issue des énergies renouvelables au cœur de l'attention. C'est pourquoi, outre une augmentation de l'efficacité énergétique, la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer les nouvelles énergies renouvelables en tenant compte des exigences écologiques. Les valeurs indicatives exprimées en chiffres absolus se rapportent à la production indigène, qui correspond au domaine d'action des instruments prévus par la LEnE. Elles sont ancrées dans l'art. 2, al. 1.

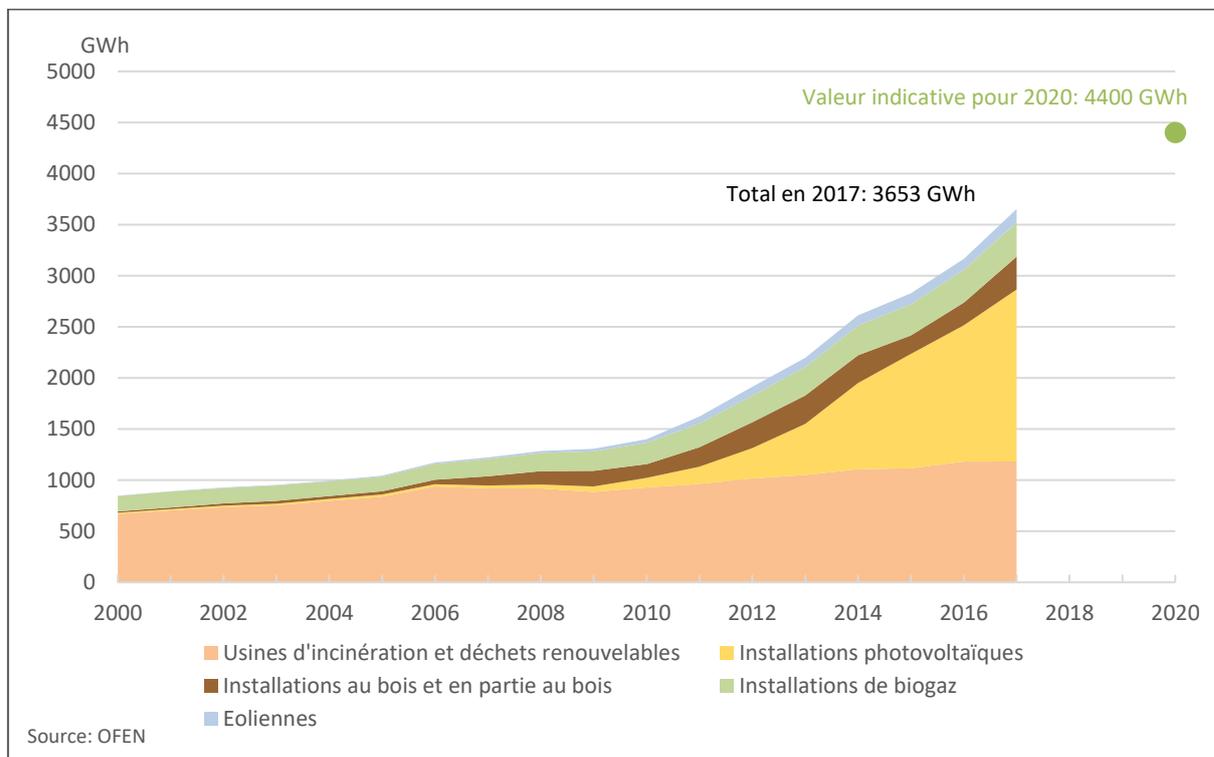


Figure 5 Evolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

La production électrique issue de sources renouvelables a augmenté depuis 2000, comme le montre la *figure 5*. 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).

Les projets de production électrique renouvelable se présentent comme suit (en notant que leur réalisation dépend de nombreux facteurs):

- Au total, 21 392 **installations photovoltaïques**, représentant une production prévisible d'environ 1402 GWh par an, se trouvent soit en attente d'une rétribution unique pour les petites installations, soit sur la liste d'attente pour les grandes installations. Ces installations, qui peuvent encore bénéficier d'une aide conformément à la nouvelle LEn, ont été transférées de l'ancienne liste d'attente RPC.
- Toutes technologies confondues, 707 installations au total, représentant une production prévisible d'environ 2636 GWh par an, ont reçu **un avis de décision positive** quant à leur mise en liste d'attente dans le système de rétribution de l'injection. Mais ces installations ne sont pas encore construites et le chemin conduisant au permis de construire et à la réalisation est encore long pour certaines d'entre elles (en particulier s'agissant de l'énergie éolienne, soit 452 installations représentant 1710 GWh).
- La **liste d'attente** du système de rétribution de l'injection comprend au total, toutes technologies confondues, 1511 installations dont la production prévisible devrait atteindre environ 4178 GWh par an.

(source: Pronovo, 2018 – 3ème trimestre 2018, état au 1er octobre 2018)

Production hydroélectrique

La force hydraulique, qui assure la majeure partie de l'approvisionnement électrique de la Suisse, doit encore être développée conformément à la Stratégie énergétique 2050 et à la loi sur l'énergie. Selon la valeur indicative prévue à l'art. 2, al. 2, de la loi sur l'énergie, la production moyenne visée est d'au moins 37 400 GWh en 2035 (aucune valeur indicative n'a été fixée pour 2020). S'agissant des centrales de pompage-turbinage, seule la production issue des apports naturels est prise en compte dans ces chiffres. La Stratégie énergétique 2050 et la loi sur l'énergie tablent, en ce qui concerne le développement de la production électrique hydraulique, sur une production moyenne probable⁹ basée sur la Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE). Cette méthode est choisie parce qu'elle permet de lisser les fluctuations annuelles dues au climat ou au marché.

⁹ Production moyenne probable à laquelle s'ajoute la production probable des microcentrales hydroélectriques (<300kW, selon la Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) et dont est retranchée la consommation énergétique moyenne de l'ensemble des pompes d'alimentation (le rendement supposé des pompes d'alimentation est de 83%) et la consommation électrique nécessaire pour assurer le pompage-turbinage.

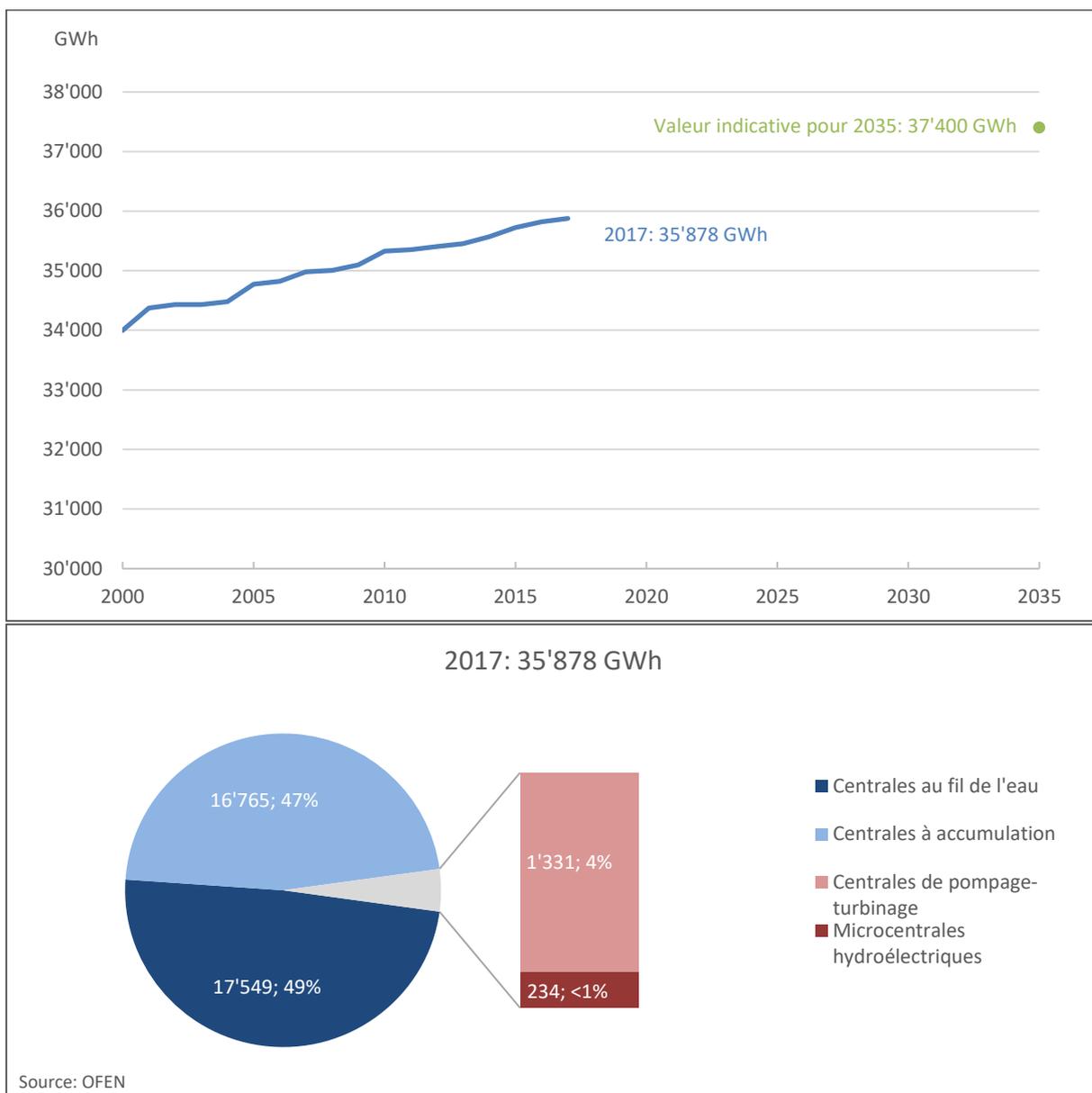


Figure 6 Evolution de la production moyenne probable d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport

La *figure 6* (N.B. l'échelle ne commence pas à zéro) montre que la production électrique hydraulique a continuellement progressé depuis l'an 2000, une évolution qu'expliquent surtout la construction de nouvelles installations et le développement ainsi que l'optimisation des installations existantes (graphique supérieur). 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 2012. 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. Le graphique inférieur illustre la répartition de la production moyenne attendue par types de centrales durant l'année sous rapport (diagramme circulaire). Les proportions sont restées plus ou moins constantes depuis 2000. Jusqu'à la fin d'octobre 2018, les demandes de contributions aux investissements (pas encore accordées) pour des projets hydroélectriques corres-

pondaient à une augmentation prévisible de 39 GWh (grande hydraulique) et de 20 GWh (petite hydraulique). 260 GWh se trouvent actuellement en construction, dont la centrale électrique commune GKI (Gemeinschaftskraftwerk Inn), pour 57 GWh (part suisse, mise en exploitation env. en 2021) et Gletsch-Oberwald, à hauteur de 40 GWh (en service depuis 2018) (source: OFEN, 2018b).

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

Outre les valeurs par habitant, l'observation globale de la consommation énergétique et électrique fournit d'importantes informations contextuelles sur les facteurs d'influence de la consommation et sur la transformation progressive du système énergétique de la Suisse tel qu'il se présente dans la Stratégie énergétique 2050. Contrairement aux indicateurs de consommation mentionnés ci-dessus, les indicateurs suivants sont délimités conformément à la Statistique globale suisse de l'énergie dans l'esprit d'une vue d'ensemble (le trafic aérien international et la différence statistique y sont compris, les chiffres ne sont pas corrigés des fluctuations météorologiques).

Evolution et moteurs de la consommation d'énergie finale et d'électricité

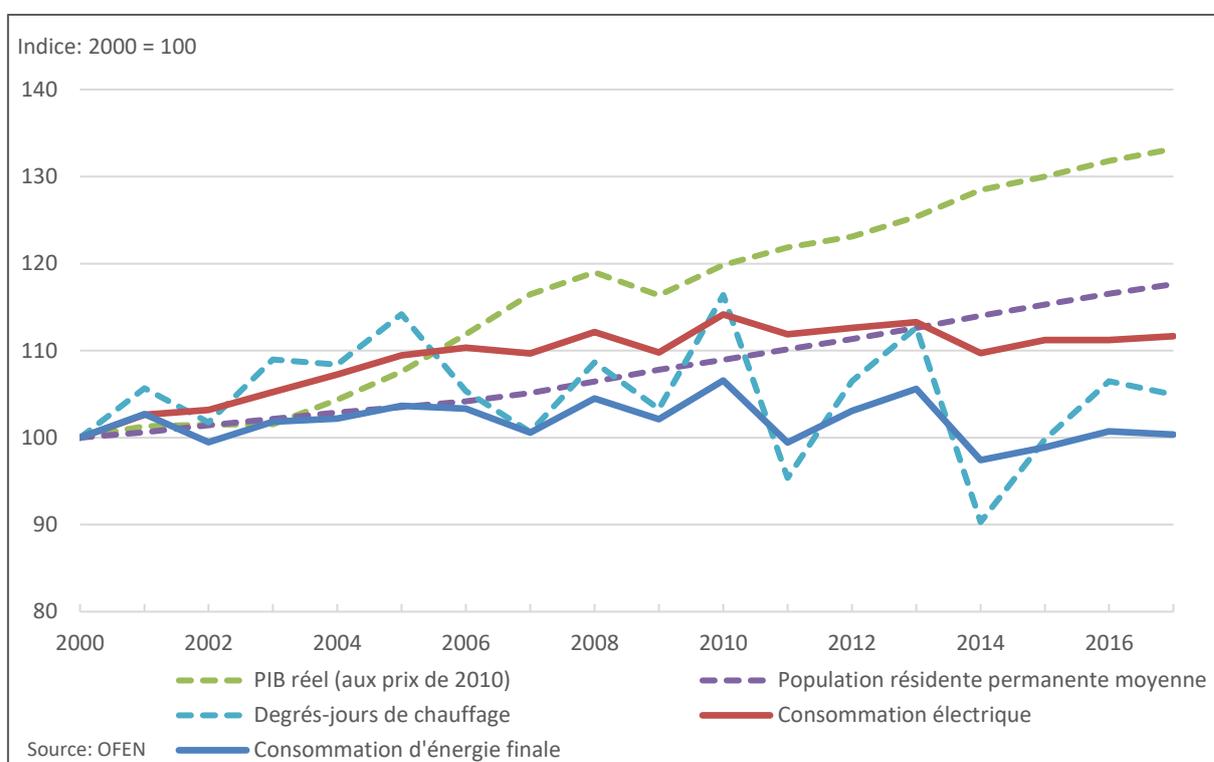


Figure 7 Evolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)

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

le chauffage). On constate depuis 2000 une stabilisation de la consommation énergétique. La consommation électrique a quant à elle augmenté jusqu'à la fin des années 2000, avant de ralentir sa progression et de laisser également pressentir une stabilisation, bien que la population et le PIB aient nettement crû entre 2000 et 2017. Le fléchissement du PIB en 2009 indique un ralentissement économique. En 2011 et 2014, les degrés-jours ont nettement diminué, ce qui a atténué la consommation énergétique et électrique (source: OFEN, 2018a).

Consommation énergétique finale globale et par secteurs

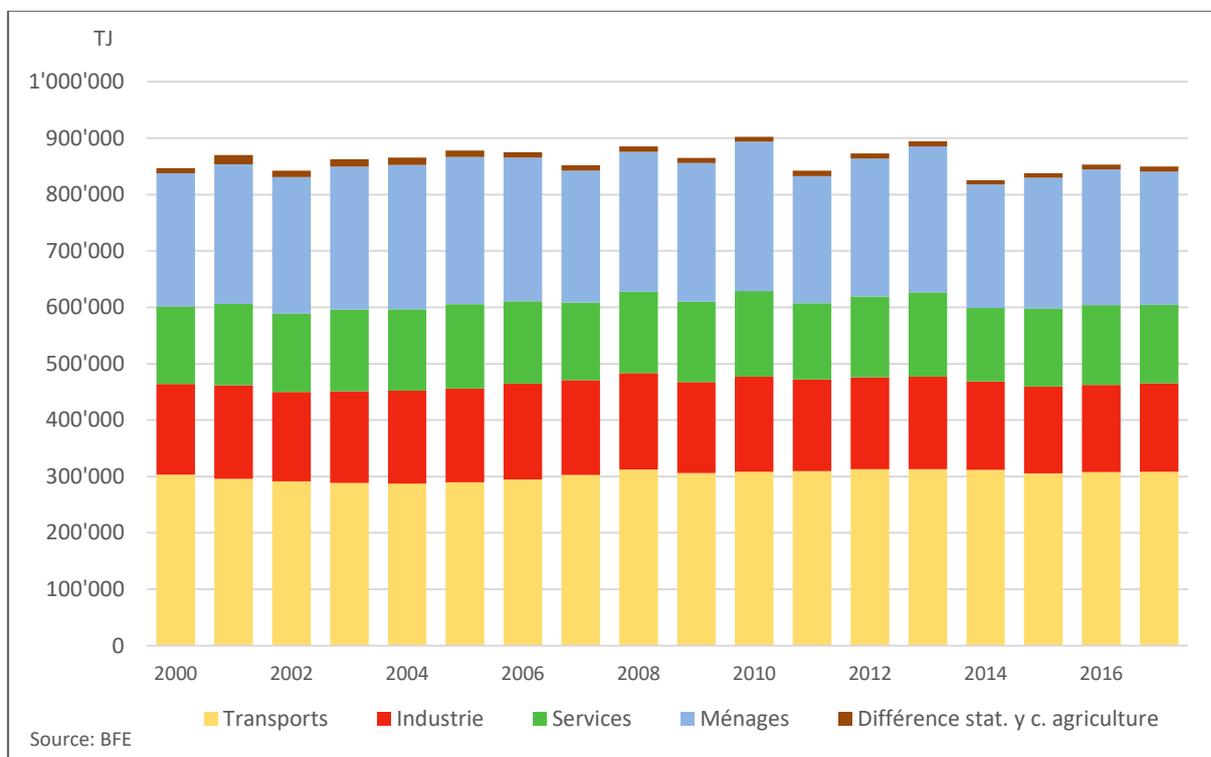


Figure 8 Evolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs)

Selon la Statistique globale suisse de l'énergie, la consommation énergétique finale de la Suisse était de 849'790 térajoules (TJ) en 2017, soit une baisse de 0,4% par rapport à 2016. Cette évolution s'explique surtout par des températures plus élevées en 2017. Depuis 2000, la consommation énergétique finale s'est stabilisée, respectivement a encore légèrement progressé (2000: 846 850 TJ), bien que la population augmentait d'environ 17,6%. En ventilant les secteurs, la *figure 8* montre que les **transports** (en l'occurrence, le trafic aérien international est pris en compte) représentent le principal groupe de consommateurs. En 2017, leur part était de 36,3% (2000: 35,8%). La part du trafic aérien international dans la consommation du secteur des transports était de 23,6%. La part du **secteur de l'industrie** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 18,5% en 2017 (2000: 19,0%), tandis que celle du **secteur des services** était de 16,4% (2000: 16,2%). La part des **ménages** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 27,8% en 2017 (2000: 27,9%). Les températures un peu plus élevées en 2017 qu'en 2016 se reflètent principalement dans le recul de la consommation des ménages privés (- 4980 TJ, -2.1%) et du secteur des services (-2310 TJ, -1.6%). La consommation énergétique de ces deux secteurs dépend en effet fortement des conditions météorologiques à court terme. La consommation énergétique finale des transports et des services a augmenté par rapport à 2000 (transports: +4830 TJ, +1.6%; services: +1650 TJ, +1.2%). En revanche, on relève une diminution dans les secteurs de l'industrie et des ménages privés (industrie: -3510 TJ, -2.2%; ménages: -390 TJ, - 0.2%). A long terme, dans tous les secteurs, les facteurs quantitatifs constituent le plus puissant inducteur de consommation. Les facteurs quantitatifs déploient leurs plus grands effets sur la consommation énergétique des

ménages privés et des transports. Dans ces deux secteurs, on observe une augmentation sensible des facteurs: population (+17,6%), surfaces de référence énergétique (+29,7%), parc de véhicules à moteur (+32%). Le développement technique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique ont contrecarré les facteurs quantitatifs dans tous les secteurs: ils ont complètement compensé l'augmentation de la consommation générée par les facteurs quantitatifs dans les secteurs de l'industrie et des ménages privés. En revanche, ils n'ont pas suffi à compenser les facteurs quantitatifs dans les transports et les services. Globalement, les effets de substitution ont également contribué à réduire la consommation énergétique, mais leur action s'est avérée moindre que celle du développement technique et des mesures politiques. La substitution du diesel à l'essence dans le secteur des transports et la tendance à remplacer le mazout par le gaz naturel, la chaleur à distance, le bois et la chaleur ambiante dans le domaine du chauffage des locaux a revêtu une grande importance dans les secteurs des services et des ménages privés. Sur le long terme, les facteurs structurels et les conditions météorologiques n'ont que faiblement influencé le niveau de consommation dans les divers secteurs. Tous secteurs confondus, la hausse de la consommation énergétique due aux facteurs quantitatifs a été quasi complètement compensée par le développement technique, les mesures politiques et les effets de substitutions. C'est pourquoi, malgré une nette augmentation de la population, du PIB, du parc de véhicules à moteur et des surfaces de référence énergétique, la consommation énergétique finale n'a que très peu évolué depuis 2000 (sources: OFEN, 2018a / Prognos/TEP/Infras 2018a+b, sur mandat de l'OFEN).

Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale

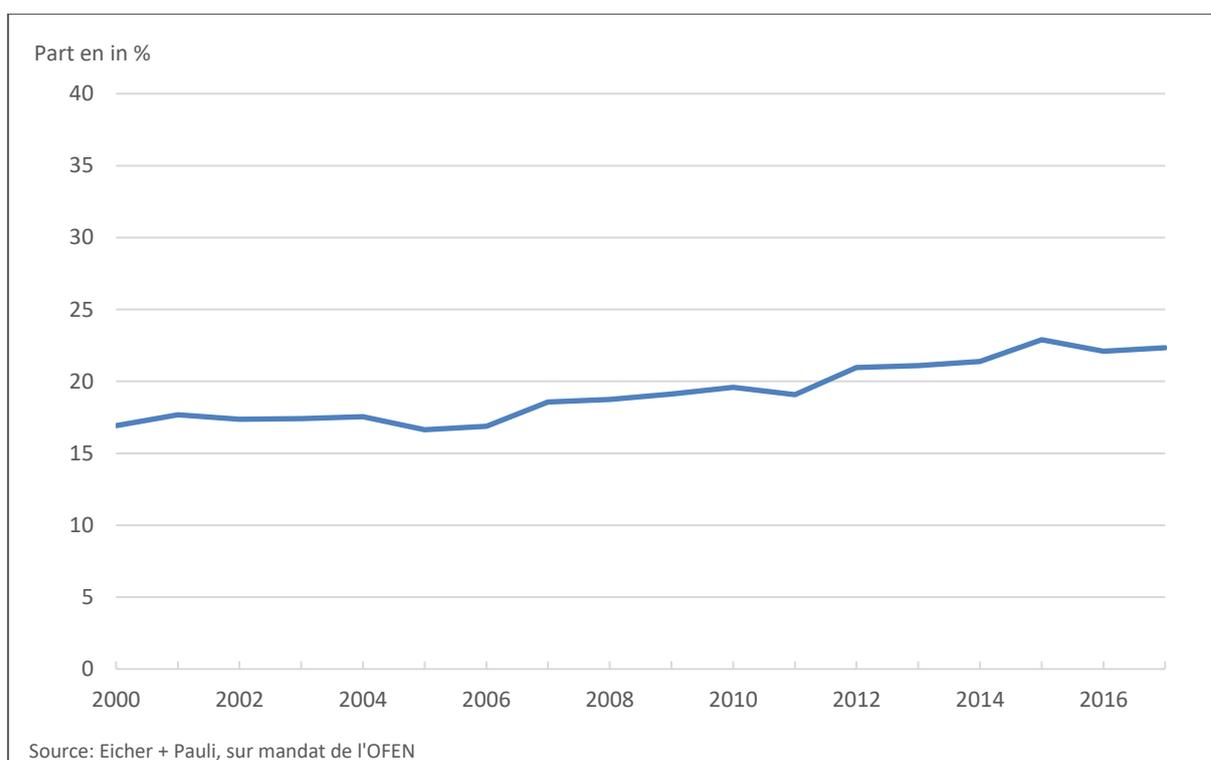


Figure 9 Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)

Conformément à la Stratégie énergétique 2050 et à la loi sur l'énergie, les énergies renouvelables devront à l'avenir couvrir une part substantielle de la consommation d'énergie finale. La *figure 9* montre que la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale tend à augmenter depuis 2000. Cette croissance est plus importante depuis la moitié des années 2000. La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale était globalement de 22,3% en 2017 (2016: 22,1%; 2000: 16,9%) (source: Eicher + Pauli, 2018, sur mandat de l'OFEN).

Consommation d'énergie finale en fonction de l'application

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

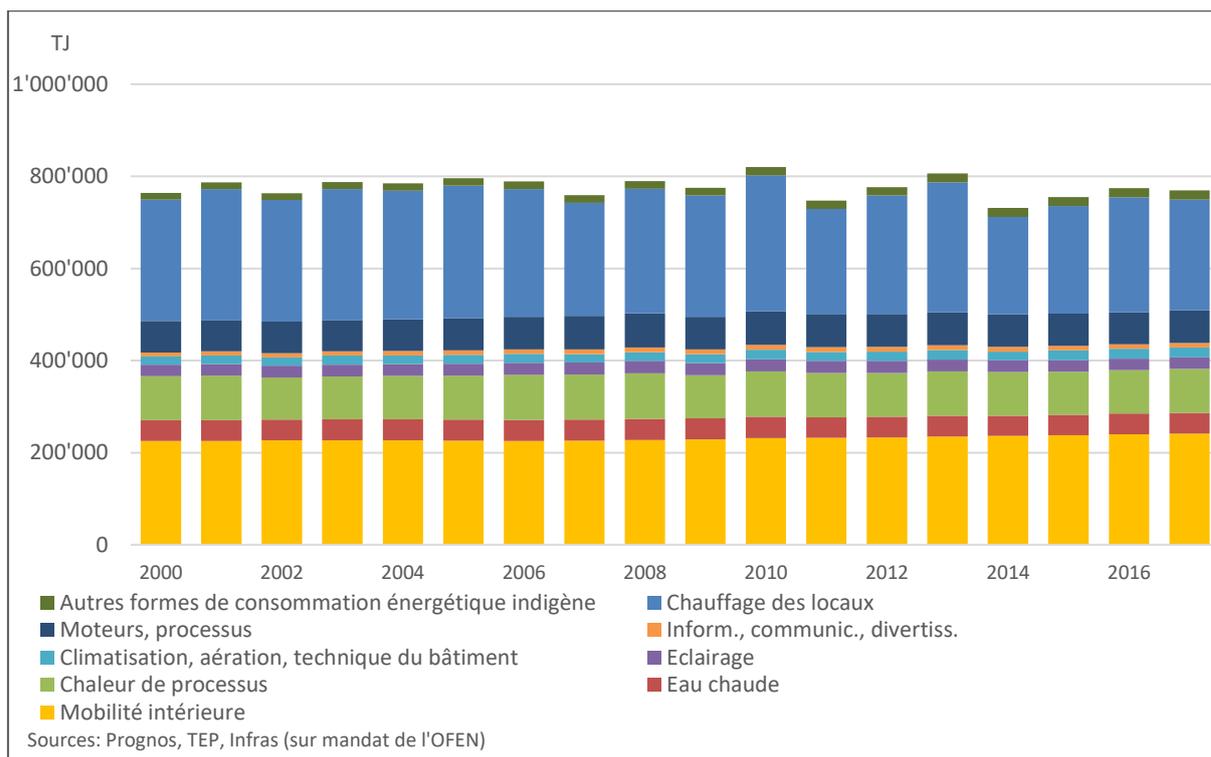


Figure 10 Evolution de la consommation d'énergie finale¹⁰ en fonction de l'application

La *figure 10* montre que la consommation liée au chauffage des locaux fluctue fortement d'année en année en fonction surtout des conditions météorologiques. Cependant, elle a sensiblement diminué depuis 2000 (-8,8%; et même -10,5% correction faite de l'incidence des conditions météorologiques). Les consommations liées à l'eau chaude (-1,4%) et à la chaleur de processus (-0,1%) ont également diminué. Par contre, les consommations liées à la mobilité indigène (+5%), la climatisation, l'aération et la technique du bâtiment (+21,6%) et les autres formes de consommation (+43%)¹¹ ont augmenté. On observe aussi une augmentation par rapport à 2000 à la rubrique Information, communication et divertissement (+12,6%), dont la consommation diminue toutefois de nouveau depuis 2011. En 2017, la consommation totale indigène est dominée par les applications Chauffage des locaux (part de 31,3%) et Mobilité intérieure (30,9%). L'application Chaleur de processus (12,5%) joue également un rôle important, de même que les applications Moteurs, processus (9,1%) et Eau chaude (6,0%). Entre 2000 et 2017, la part du

¹⁰ La consommation d'énergie finale correspond, dans sa représentation en fonction de l'application, à la consommation totale d'énergie finale diminuée des «autres carburants», qui comprennent la consommation du trafic aérien international et le tourisme à la pompe.

¹¹ Toutes les applications non attribuables à l'une des affectations mentionnées figurent dans la catégorie "Autres formes de consommation énergétique indigène". Cette rubrique comprend par exemple divers appareils ménagers électriques, les canons à neige et certaines parties des infrastructures de transport (infrastructure ferroviaire, tunnels...).

chauffage des locaux dans la consommation énergétique finale indigène a baissé de 3%, tandis que celui de la mobilité augmentait de 1,5%. Les parts des autres applications, comparativement faibles, ne se sont que peu modifiées (source: Prognos/TEP/Infras, 2018b).

Intensités énergétique et électrique

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

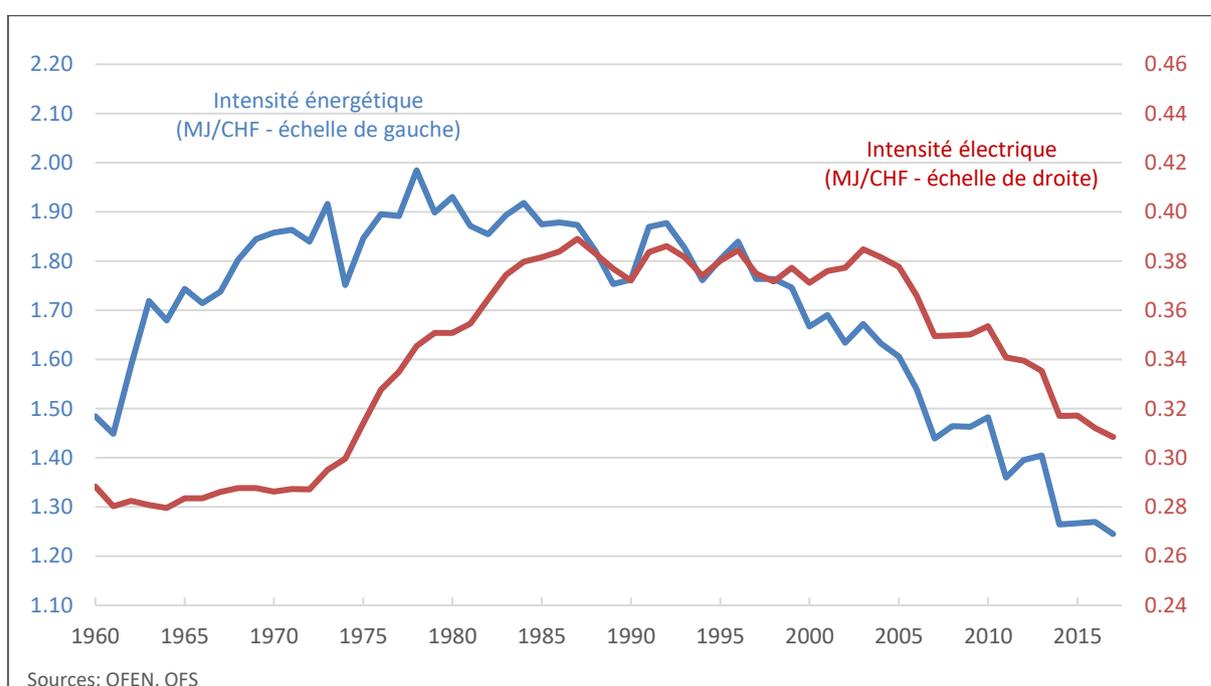


Figure 11 Evolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel¹² (en MJ/CHF)

La *figure 11* illustre l'évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique sur le long terme. L'intensité énergétique (courbe bleue, échelle de gauche), qui a augmenté jusqu'à la fin des années 1970 pour atteindre environ 1,98 MJ/CHF, diminue continuellement depuis lors. L'intensité électrique (courbe rouge, échelle de droite), qui est dans l'ensemble nettement plus faible que l'intensité énergétique, a grimpé de 1972 jusqu'à la fin des années 1980 pour atteindre 0,39 MJ/CHF. Elle est ensuite restée stable à ce niveau jusqu'au milieu des années 2000. Depuis, on observe une nette diminution pour l'intensité électrique également (source: OFEN, 2018a / OFS, 2018b)¹³.

¹² PIB aux prix de 2010 (état en août 2017).

¹³ Des études concernant d'autres pays montrent que la baisse de l'intensité énergétique est due pour une part importante à l'amélioration de l'efficacité énergétique au sein des secteurs et non pas seulement à la mutation structurelle (Voigt et al., 2014). Noailly et Wurlod (2016) estiment en outre pour la période 1975-2005, sur la base d'un échantillon de 18 pays de l'OCDE dont la Suisse, quels facteurs expliquent l'amélioration de l'efficacité énergétique à l'intérieur des secteurs. Ils attribuent la moitié des améliorations au progrès technologique et l'autre moitié aux effets de substitution vers d'autres facteurs de production.

Champ thématique Développement du réseau

La Stratégie énergétique 2050 et la transformation du système énergétique qu'elle implique, ainsi que le contexte international posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques, qui relie la production à la consommation, est particulièrement crucial. C'est l'objectif que vise le message relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques)¹⁴, qui fait partie de la Stratégie énergétique 2050 bien qu'il ait été élaboré après le premier paquet de mesures, 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 en recourant aux indicateurs Etat d'avancement et durée des projets de réseau, Enfouissement de lignes et Investissements dans le réseau et amortissements.

L'approvisionnement en électricité des consommateurs finaux de la Suisse est actuellement assuré par quelque 640 gestionnaires de réseau. Le réseau électrique se compose de lignes, de sous-stations et de stations transformatrices. Il est exploité à une fréquence de 50 Hertz (Hz) et à différents niveaux de tension. On distingue les sept niveaux de tension (niveaux de réseau) suivants:

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

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

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

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

Les niveaux de réseau 2 (sous-station), 4 (poste de transformation) et 6 (station transformatrice) sont des niveaux de transformation.

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 garantisse 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 lance-

¹⁴ Cf. www.netzentwicklung.ch.

ment 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 réseau dans le cadre d'un projet de construction. Swissgrid doit alors veiller à ce que la ligne soit réalisée selon la technologie de transport définie et que son tracé corresponde au corridor de projet arrêté. Dans le présent monitoring, la phase de projet de construction commence 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.

En avril 2015, la société nationale du réseau Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau¹⁵ 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 12*.

¹⁵ Cf. www.swissgrid.ch/reseau2025.

Projet de réseau	Description et objectif principal	Etat d'avancement actuel ¹⁶	Année de mise en service prévue ¹⁷
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. Elimination 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 Elimination 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 Elimination 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
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 Elimination des fréquentes congestions survenant en cas d'importations en provenance de la France 	En service	Terminé et mis en service en 2018

¹⁶ Etat 17 octobre 2018.

¹⁷ Selon la planification Swissgrid.

9. Mettlen-Ulrichen 9.1. Mettlen-Innertkirchen 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grim- sel)	<ul style="list-style-type: none"> • Renforcement sur quelque 88 km en vue du re-lèvement 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 de 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 12 Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 17.10.2018)

La *figure 13* présente la durée des phases de projet des divers projets de réseau qui sont énumérés ci-dessus. 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 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.

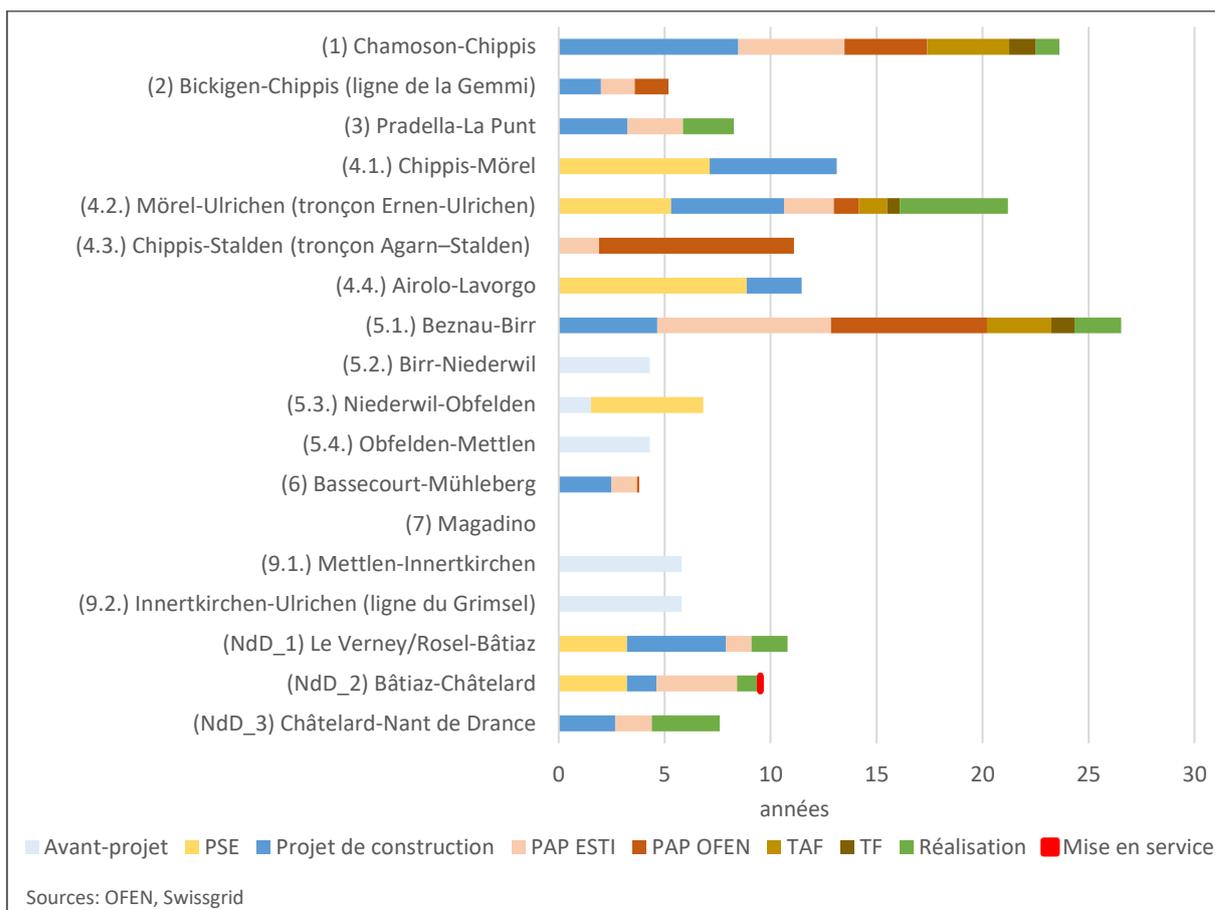


Figure 13 Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 17 octobre 2018, en années)¹⁸

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 1^{er} septembre 2017, le Tribunal fédéral rejetait les recours formés contre le jugement du Tribunal administratif fédéral du 14 décembre 2016, confirmant ainsi en dernière instance la «décision PAP» rendue par l'OFEN en date du 19 janvier 2015. 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 est encore en suspens. La mise en service de la ligne est prévue pour 2021.

¹⁸ **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».

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 six 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 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 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 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. 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 de 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 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. 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 objectifs¹⁹. 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. 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.

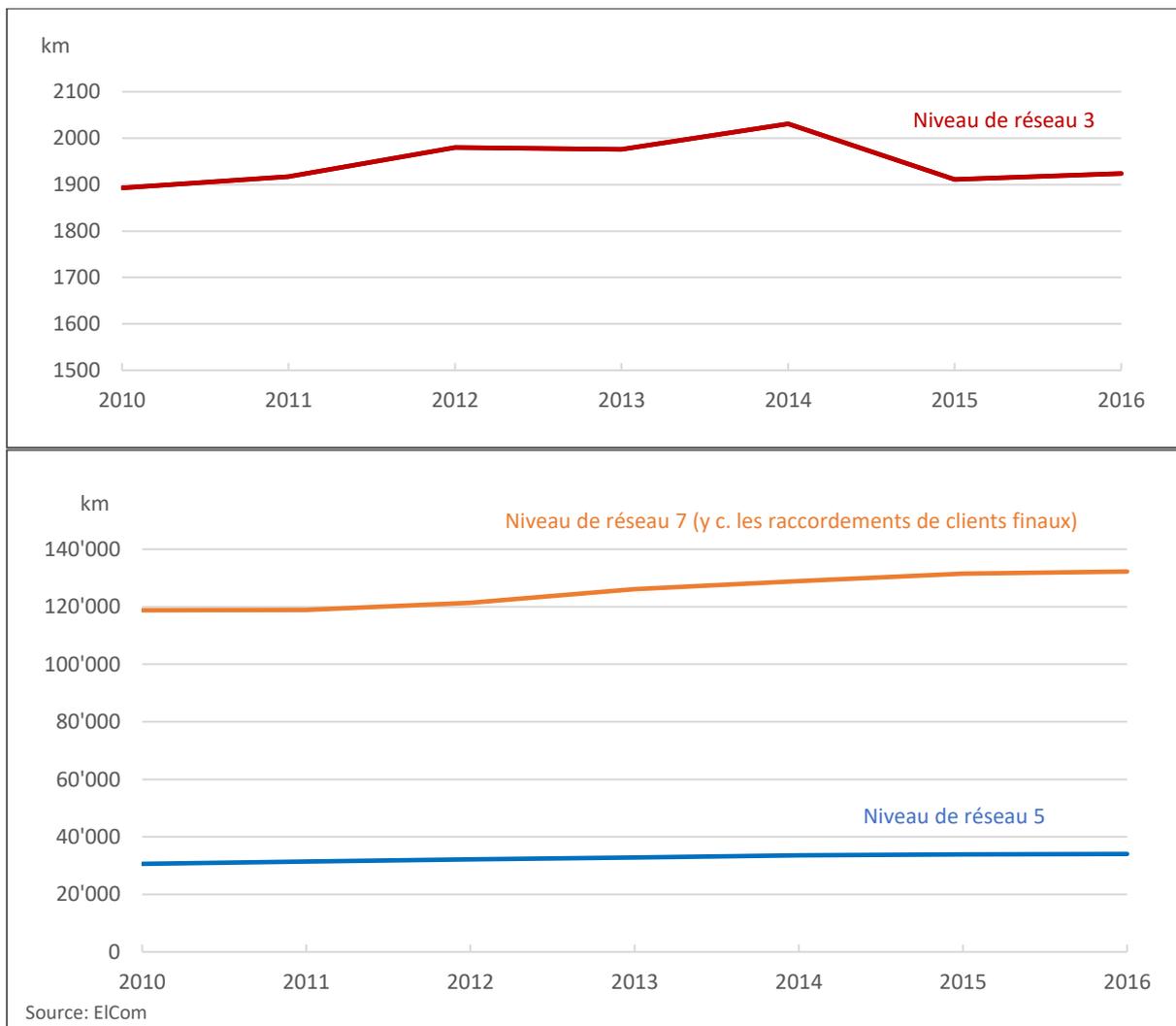


Figure 14 Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

Les lignes câblées du réseau de distribution ont augmenté à tous les niveaux de réseau depuis 2010, bien que dans des proportions diverses, comme le montre la *figure 14*. 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

¹⁹ Cf. Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité, publié par l'OFEN: www.bfe.admin.ch.
28/86

nettement inférieur à celui des autres niveaux de réseau (cf. courbe rouge dans la figure ci-dessus, dont l'échelle est différente). La tendance au câblage souterrain y est encore peu marquée. De plus, une diminution 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: ECom, 2018a).

Investissements dans le réseau et amortissements

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

Investissements dans le réseau de transport et amortissements

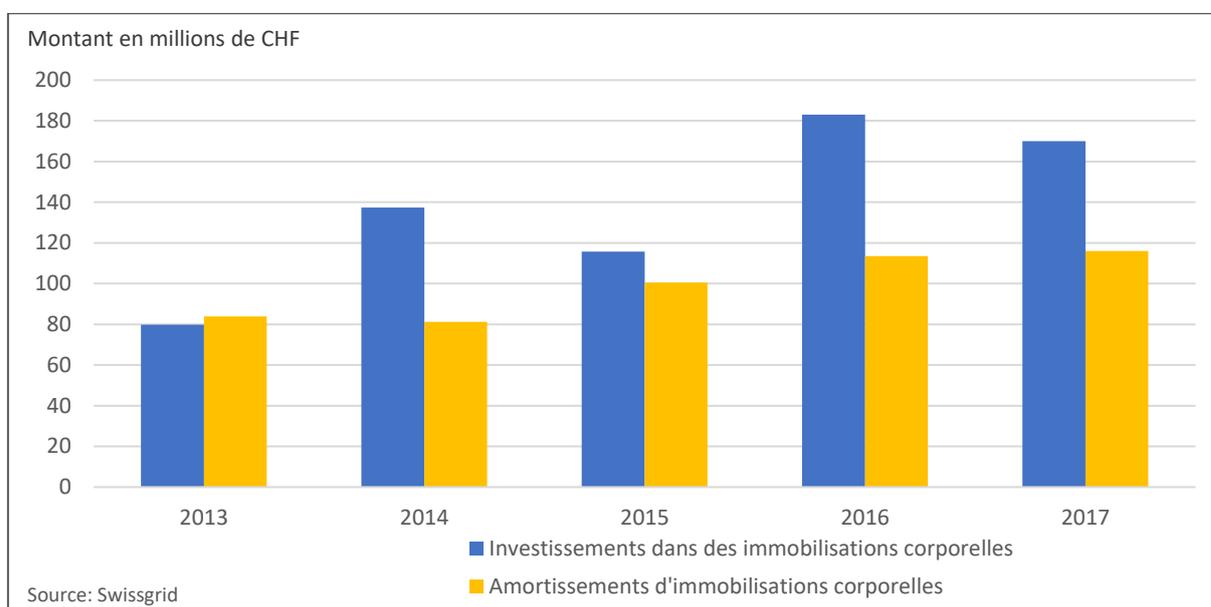


Figure 15 Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport

La *figure 15* présente les investissements réalisés dans les immobilisations corporelles du réseau de transport et les amortissements effectués sur celles-ci. Entre 2013 et 2017, les investissements dans le réseau de transport ont fluctué entre 80 millions et 180 millions de francs, tandis que les amortissements oscillaient entre 84 à 116 millions de francs par an. De 2013 à 2016, les investissements ont augmenté, tandis qu'ils diminuaient légèrement en 2017. Le montant de certains investissements annuels dans le réseau dépend fortement d'éventuels retards dans les procédures de projets d'extension de réseau du fait d'oppositions ou pour d'autres raisons. Au cours des années passées, les investissements annuels dans le réseau ont été égaux ou supérieurs aux amortissements. Ces chiffres contiennent, outre les investissements et les amortissements concernant les infrastructures du réseau, les investissements dans les systèmes ainsi que dans les projets de transaction et d'organisation de même que les investissements d'exploitation (p. ex. matériels informatiques). Swissgrid part de l'idée que des investissements d'environ 180 millions de francs par an seront nécessaires jusqu'en 2025 pour étendre et maintenir le réseau dans le cadre de la réalisation du projet de «Réseau stratégique 2025». Ces indications ne couvrent que les purs investissements dans le réseau (source: ECom, 2018b).

Investissements dans le réseau de distribution et amortissements

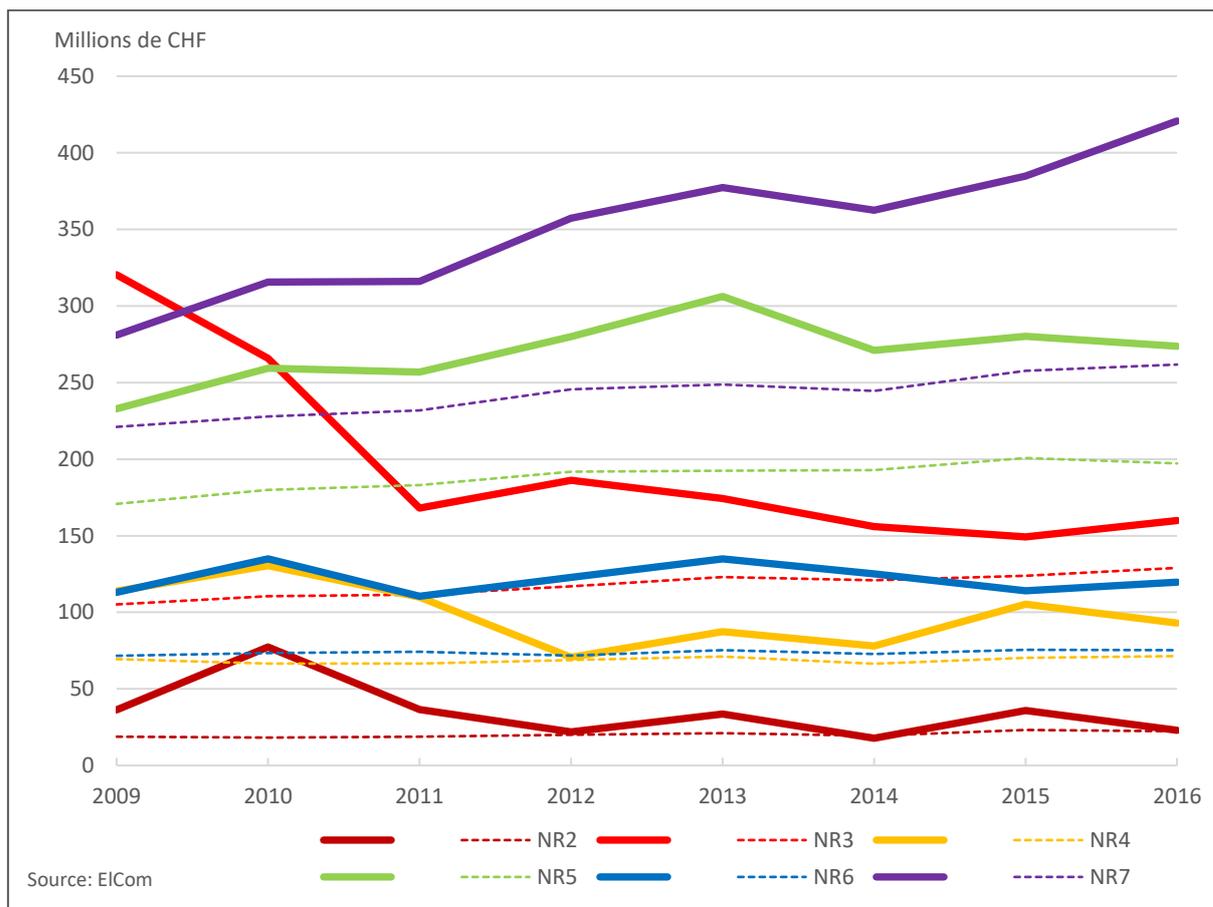


Figure 16 Investissements (en gras) et amortissements (en traitillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)

La *figure 16* montre que les valeurs (nominales) des investissements aux niveaux de réseau 5 et 7 ont eu tendance à augmenter, alors qu'elles tendaient à baisser aux niveaux de réseau 3 et 4 et qu'elles restaient relativement stables aux niveaux de réseau 2 et 6. S'agissant des amortissements, on relève une augmentation aux niveaux de réseau 3, 5 et 7, alors qu'ils restent à peu près stables aux autres niveaux de réseau. Les amortissements observés par niveau de réseau sont inférieurs aux investissements, ce que l'on retrouve logiquement pour la somme des niveaux de réseau: les gestionnaires de réseau de distribution ont investi chaque année un montant cumulé d'environ 1,4 milliard de francs entre 2009 et 2016. Avec des amortissements moyens d'à peine 0,9 milliard de francs, l'excédent d'investissement qui en résulte est régulièrement supérieur à un demi-milliard de francs. Vu la qualité d'approvisionnement très élevée des réseaux électriques suisses, également en comparaison internationale (*cf. indicateur correspondant dans le champ thématique Sécurité de l'approvisionnement*), l'ElCom considère que l'activité d'investissement dans le réseau de distribution reste suffisante (source: ElCom, 2018b).

Champ thématique Sécurité de l'approvisionnement

La Stratégie énergétique 2050 vise à garantir sur le long terme le niveau jusqu'ici élevé de la sécurité de l'approvisionnement énergétique. La sécurité de l'approvisionnement est ancrée dans l'article sur l'énergie de la Constitution fédérale et dans la loi sur l'énergie. S'agissant d'évaluer la sécurité de l'approvisionnement en énergie, le monitoring se concentre sur les agents énergétiques dont le volume est prépondérant pour la Suisse: l'électricité, le pétrole et le gaz naturel. Dans une perspective d'ensemble, le monitoring observe des indicateurs – la répartition entre les agents énergétiques (diversification) et la dépendance vis-à-vis de l'étranger – qui révèlent des aspects importants de l'évolution de la sécurité de l'approvisionnement. Celle-ci dépend fondamentalement du système global, qui dépasse les frontières suisses s'agissant de l'approvisionnement en électricité, en gaz et en pétrole. En outre, l'efficacité énergétique, les infrastructures énergétiques et les prix de l'énergie jouent un rôle dans la sécurité de l'approvisionnement. Ces aspects sont traités dans le cadre des champs thématiques correspondants.

Vue d'ensemble

Diversification de l'approvisionnement énergétique

La diversification de l'approvisionnement en énergie joue un rôle important en vue de la sécurité de l'approvisionnement. Un mix énergétique équilibré réduit la dépendance envers les différents agents énergétiques et diminue ainsi la vulnérabilité de l'ensemble du système en cas d'interruption totale ou partielle de l'approvisionnement. C'est pourquoi le monitoring analyse la manière dont la diversification de l'approvisionnement énergétique évolue. A cet effet, deux sous-indicateurs retiennent en particulier l'attention: d'une part, du côté de la consommation, la répartition de la consommation énergétique finale par agents énergétiques; d'autre part, du côté de la production, le domaine de l'électricité est examiné de plus près en ventilant la production d'électricité par agents énergétiques. Les fluctuations annuelles peuvent être causées par les conditions météorologiques ou par la situation économique. Elles peuvent aussi révéler la bonne substituabilité des agents énergétiques. La *figure 17* fournit une vue d'ensemble du mix énergétique depuis 2000 sous l'angle de la consommation finale d'énergie (source: OFEN, 2018a).

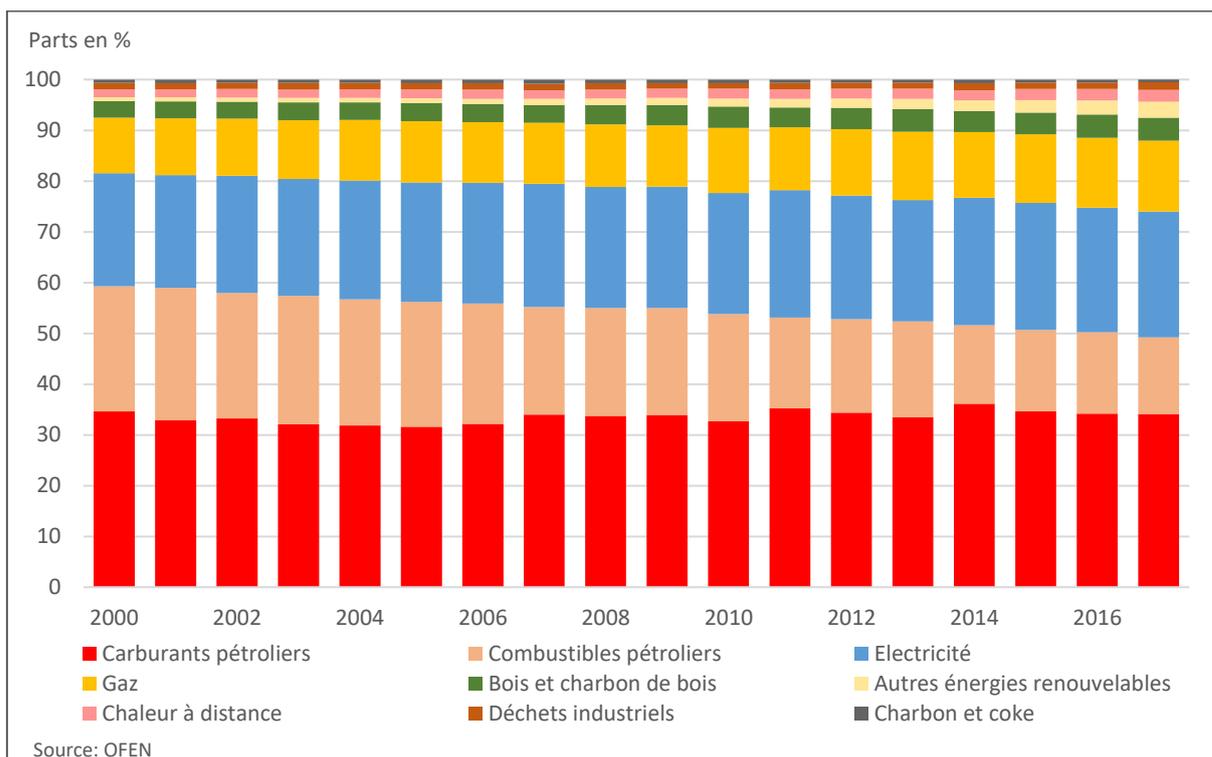


Figure 17 Diversification de l’approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

La *figure 17* 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).

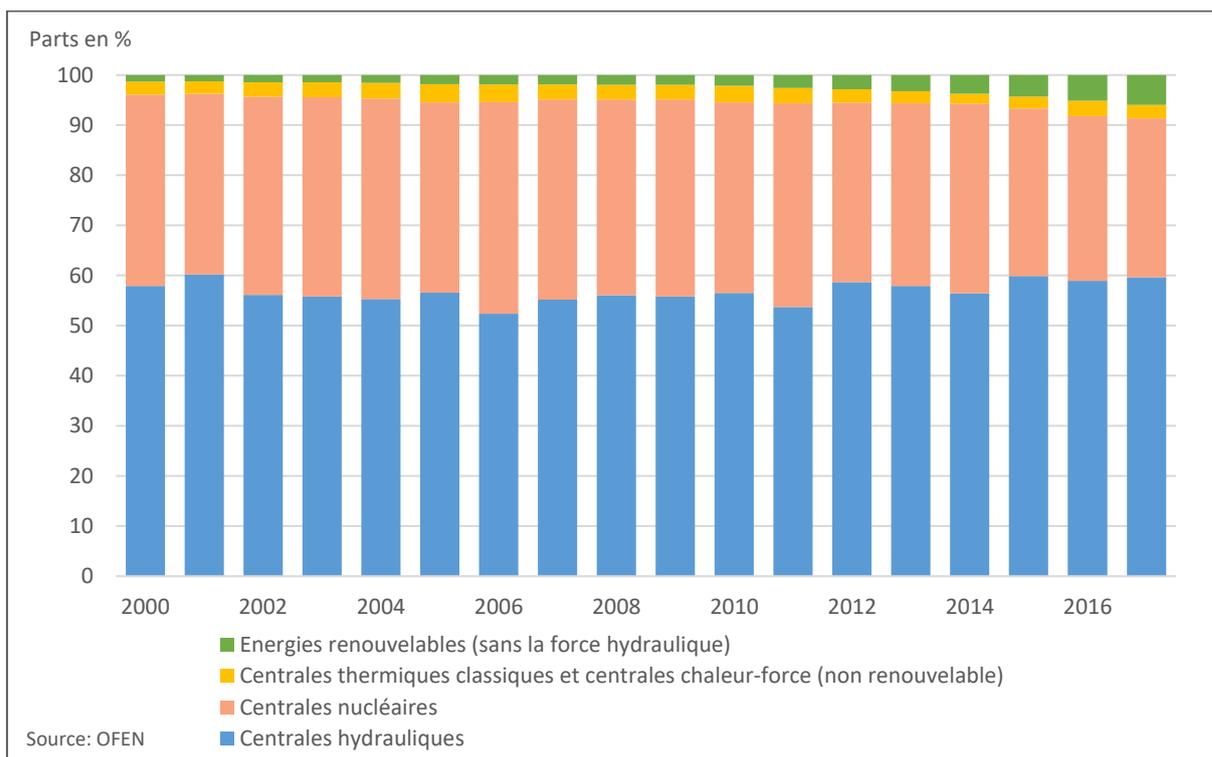


Figure 18 Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques

La *figure 18* illustre comment ont évolué les parts des divers agents énergétiques dans la production électrique. Elle montre que l'électricité produite en Suisse provient pour une part prépondérante des centrales hydroélectriques (env. 60%) et des centrales nucléaires (env. 32%). Ces proportions sont restées relativement stables entre 2000 et 2014 en dépit des fluctuations annuelles. Depuis 2015, la part des centrales nucléaires a diminué légèrement au profit de la production électrique issue des nouvelles énergies renouvelables, qui progresse continuellement (2017: env. 6%). Cette évolution tend à élargir la diversification, alors que la production non renouvelable issue des centrales thermiques classiques reste stable (2017: env. 3%). Fondamentalement, le mix de production électrique suisse (forte proportion de force hydraulique fiable, possibilité de stockage à long terme des combustibles nucléaires, production électrique indigène en hausse grâce aux nouvelles énergies renouvelables) influence favorablement la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Il ne faut pas confondre la production électrique indigène avec le mix des fournisseurs: le mix des fournisseurs, qui représente l'origine de l'électricité consommée, contient entre autres les importations d'électricité. S'agissant du mix de production, il faut considérer que l'électricité n'est pas exclusivement consommée à l'intérieur du pays et qu'une part est aussi exportée (source: OFEN, 2018a+c).

Dépendance vis-à-vis de l'étranger

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

énergétiques et de combustibles nucléaires²⁰) et simultanément la quantité d'énergie produite dans le pays. Cet indicateur correspondant au rapport entre l'énergie produite dans le pays et l'énergie importée, il révèle la dépendance de la Suisse à l'égard des importations d'énergie.

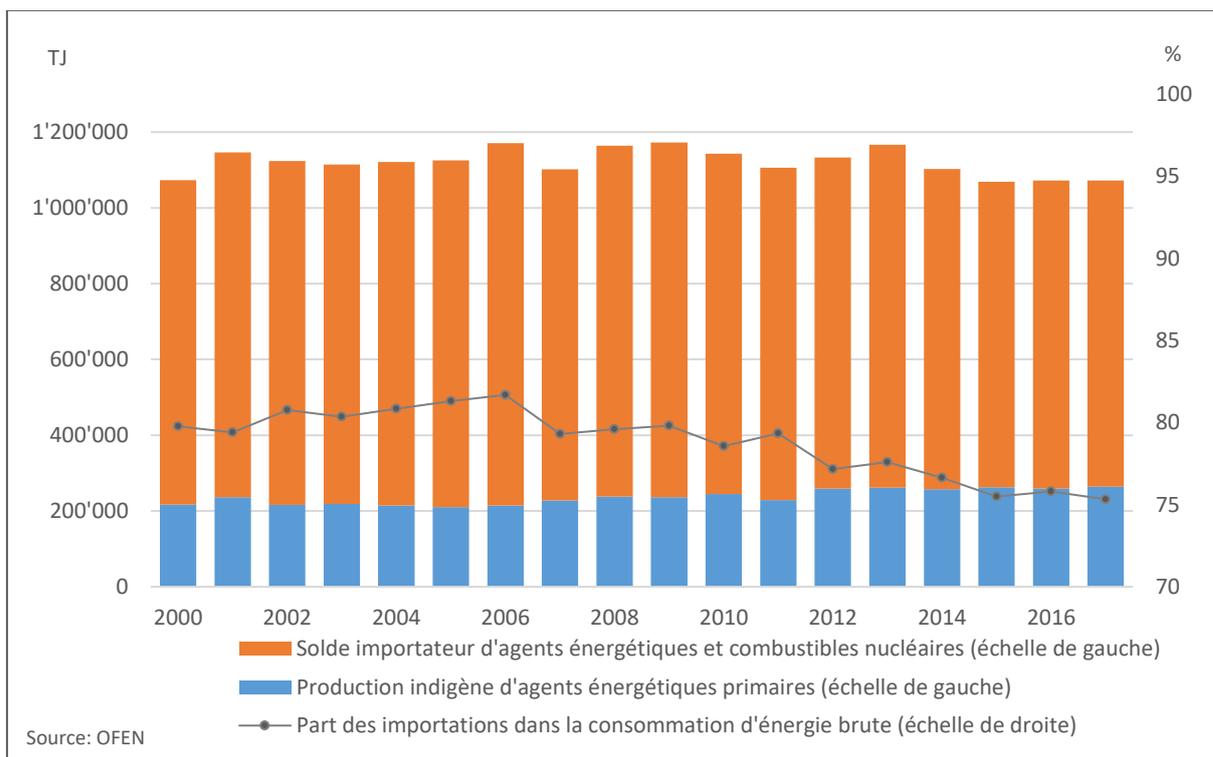


Figure 19 Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

La *figure 19* 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 et 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. S'agissant du **pétrole**, la Suisse dépend totalement des importations. Fondamentalement, cette situation constitue un facteur essentiel dans l'évaluation de la sécurité de l'approvisionnement. Cette dépendance est en partie relativisée par les bonnes possibilités de stockage dans de vastes citernes sur le territoire national et par la diversification des sources (*cf. chap. Sécurité de l'approvisionnement en pétrole*). S'agissant du **gaz naturel**, la sécurité de l'approvisionnement est également caractérisée par une dépendance complète envers l'étranger. En principe, le gaz peut aussi être stocké, mais notre pays ne dispose pas pour l'heure de grandes installations de stockage de gaz susceptibles d'assurer l'approvisionnement au-delà de quelques heures ou jours. Quant à l'**électricité**, la Suisse dépend principalement des importations de l'étranger pendant l'hiver. Cet aspect est examiné dans le sous-

²⁰ Conformément aux conventions internationales, s'agissant de combustibles nucléaires, on ne retient pas l'électricité produite, mais l'énergie thermique produite à un taux d'efficacité de 33%.

chapitre suivant, Sécurité de l'approvisionnement en électricité (sources: OFEN 2018a / OFS/OFEV/ARE, 2018).

Sécurité de l'approvisionnement en électricité

La sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse revêt une signification particulière eu égard à la sortie progressive de l'énergie nucléaire dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Le monitoring de la Stratégie énergétique 2050 renvoie tout d'abord à des études actuelles, publiées par l'OFEN, la Commission fédérale de l'électricité (EiCom), l'Association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) et le Forum pentalatéral de l'énergie (Pentalateral Energy Forum, PLEF), qui adoptent une approche systémique de la sécurité d'approvisionnement en électricité (adéquation du système). A titre complémentaire, le monitoring présente des indicateurs choisis tirés du rapport «La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse», établi par l'EiCom, et d'autres sources. Enfin, le thème de la sécurité de l'approvisionnement en électricité est étroitement lié au champ thématique du développement du réseau, où figurent d'autres indicateurs.

Adéquation du système

La sécurité de l'approvisionnement en électricité repose aussi, en Suisse, sur l'interaction entre les capacités des centrales électriques et le réseau électrique qui permet le transport et la distribution de l'énergie produite. Les réseaux électriques, qui complètent les capacités des centrales électriques indigènes, sont eux aussi importants pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. En outre, le pays très interconnecté qu'est la Suisse dépend des conditions dans ses pays voisins. 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'EiCom 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 aux frontières, 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'EiCom. 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 / EiCom, 2018b) / ENTSO-E, 2018 / PLEF SG2, 2018).

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

En raison de la configuration du parc de centrales électriques sur le territoire national, la production électrique suisse, considérée au cours de l'année, atteint son maximum en été, lorsqu'en particulier la production électrique des centrales au fil de l'eau est élevée. Durant la période estivale, la part des centrales nucléaires est régulièrement plus faible en raison des révisions. La consommation nationale atteint son maximum en hiver en raison du besoin d'énergie plus important alors pour chauffer les locaux. L'indicateur suivant illustre ces relations au cours de l'année civile 2017 tout en présentant les importations physiques.

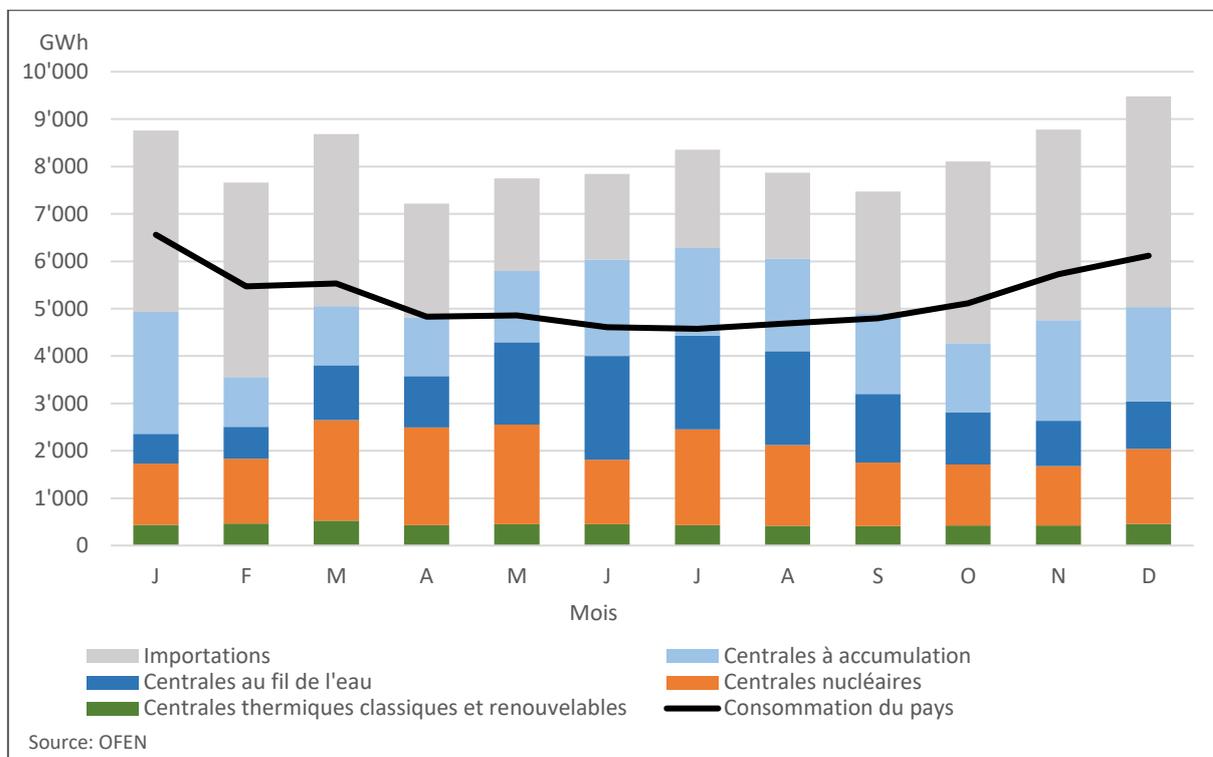


Figure 20 Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2017

L'analyse mensuelle montre que la Suisse produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme pendant les mois d'été (cf. *figure 20*). De ce fait, pendant la période estivale, la Suisse exporte plus d'électricité qu'elle n'en importe. En revanche, pendant les mois d'hiver, la production électrique indigène ne suffit pas à couvrir la consommation nationale d'électricité, de sorte que la Suisse présente un solde importateur. En 2017, cette situation était plus marquée en janvier et en février parce que les centrales nucléaires de Beznau I et de Leibstadt étaient hors service pendant des périodes assez longues. La sortie progressive de l'énergie nucléaire devrait tendre à accroître le besoin d'importation d'électricité au semestre d'hiver. Mais la Suisse est très bien reliée au réseau européen de l'électricité et elle dispose de grandes capacités de réseau aux frontières avec ses pays voisins (cf. *indicateur de la capacité d'importation*). L'étude sur l'adéquation du système réalisée en 2017 sur mandat de l'OFEN montre 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 (cf. *indicateur de l'adéquation du système*). Au demeurant, la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer la production électrique renouvelable et la force hydraulique tout en réduisant la consommation d'électricité. En outre, dans le cadre de la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité, le Conseil fédéral propose une réserve de stockage à titre d'assurance contre les événements extrêmes imprévisibles (sources: OFEN, 2018c / Conseil fédéral, 2018c).

Capacités d'importation

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

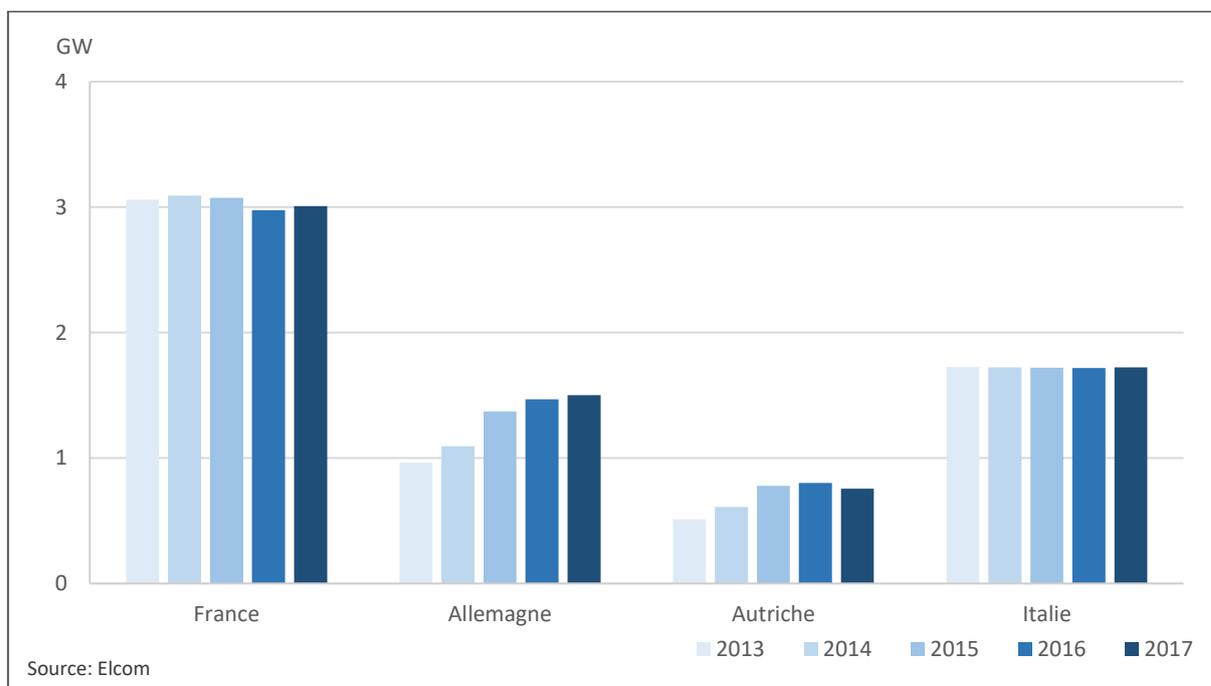


Figure 21 Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)

La *figure 21* illustre les capacités d'importation à chacune des quatre frontières nationales de la Suisse (la capacité de la Principauté de Lichtenstein est intégrée dans celle à la frontière avec l'Autriche). Entre 2013 et 2017, la capacité d'importation est restée relativement stable à la frontière avec l'Italie. L'augmentation en 2014 et 2015 aux frontières allemande et autrichienne s'explique premièrement par le déplacement et la construction de transformateurs 380/220 kV (Bassecourt et Bickigen; accroissement physique des capacités) et deuxièmement par la mise en oeuvre de nouveaux systèmes de planification et de prévision qui ont permis à Swissgrid d'optimiser la capacité d'importation aux frontières allemande et autrichienne pendant l'hiver 2015. En ce qui concerne la France, les capacités d'importation sont restées relativement stables entre 2013 et 2017 (source: EICOM, 2018a).

Réserves de puissance

En 2016, une puissance installée de 20,8 gigawatts et une capacité d'importation maximale d'environ six gigawatts couvraient les besoins de puissance de la Suisse, qui varient au cours de l'année entre cinq et onze gigawatts.

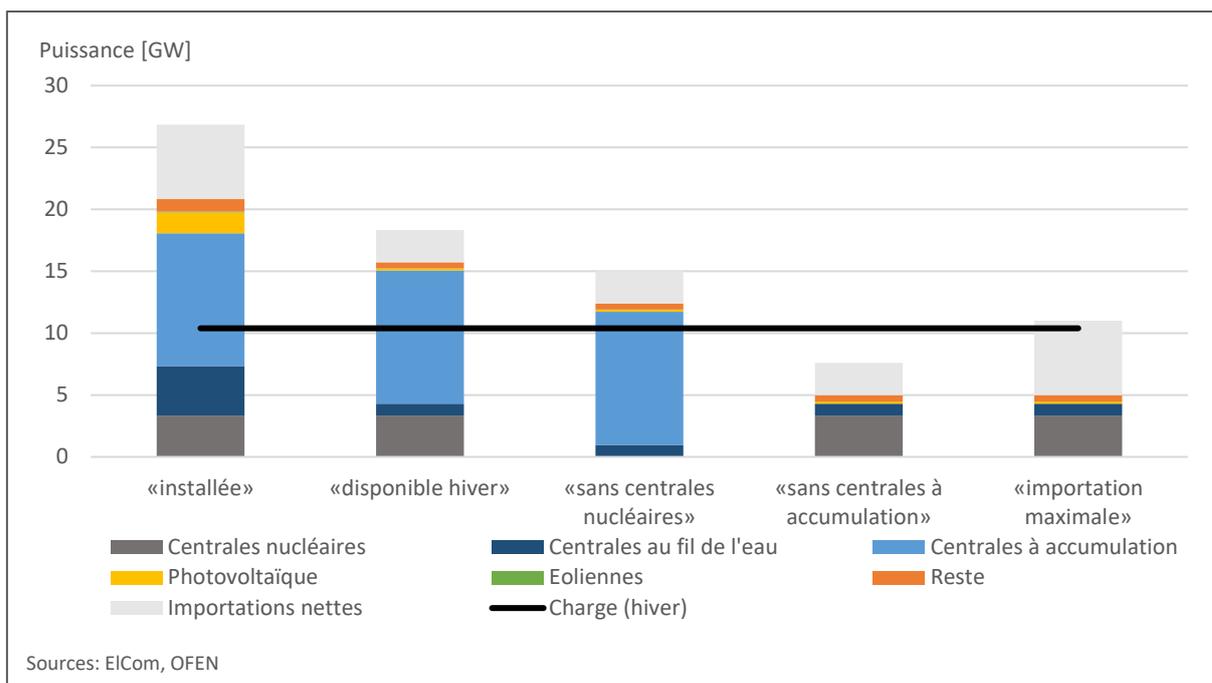


Figure 22 Réerves de puissance en 2016

Comme la puissance installée des centrales électriques est un paramètre avec une signification limitée, la *figure 22* illustre divers scénarios envisageables en principe et susceptibles d'influencer la sécurité de l'approvisionnement. Ces scénarios ne prennent pas en compte les révisions de centrales électriques, les restrictions de production dues aux congestions du réseau et les déductions de puissance inhérentes à la fourniture de services-système.

- **Scénario «installé»:** la puissance installée des centrales électriques, y compris la capacité d'importation maximale de quelque six gigawatts, a théoriquement dépassé en 2016 la charge maximale hivernale d'un facteur de 2,5.
- **Scénario «disponible en hiver 2016»:** du fait de la baisse des ressources en eau disponibles, seuls 25% environ de la puissance installée des centrales au fil de l'eau peuvent être utilisés à des fins de production en février. S'agissant des installations photovoltaïques et des éoliennes, on admet que la puissance d'injection s'élève à 10% de la puissance installée. Sur la base de ces hypothèses, le «parc de production disponible», y compris une capacité d'importation nette moyenne de 2,6 gigawatts, offre la flexibilité voulue pour couvrir la charge maximale de 10,4 gigawatts.
- **Scénario «sans centrale nucléaire»:** en cas d'indisponibilité de toutes les centrales nucléaires, l'approvisionnement électrique, en termes de puissance, pourrait être en principe garanti pendant une durée limitée par les centrales hydroélectriques. Dans ce contexte, il faut considérer que la durée d'exploitation annuelle des centrales à accumulation est limitée. Dans ce scénario, les besoins d'importation augmenteraient si l'approvisionnement en électricité devait être assuré pendant une période prolongée sans centrale nucléaire.
- **Scénario «sans centrale à accumulation»:** l'absence de restrictions à l'exportation de Suisse entraînerait la vidange prématurée des bassins d'accumulation. De ce fait, le reste du parc suisse de centrales électriques et la capacité moyenne d'importation nette ne permettraient pas de couvrir la charge hivernale maximale. Conformément au fonctionnement du marché, ce scénario entraînerait en Suisse un niveau de prix tel que les importations seraient maximisées (*cf. scénario suivant, «importations maximales»*). Selon l'OFEN, ces deux scénarios sont toutefois improbables.

(Sources: EICoM, 2018b / OFEN, 2018c / Conseil fédéral, 2018c).

Charge N-1 sur le réseau de transport

Le respect du critère N-1 est un paramètre essentiel pour l'exploitation du réseau de transport. Ce critère veut qu'en cas de défaillance d'un élément quelconque du réseau, les valeurs de charge des éléments restants ne dépassent pas 100%. Cette analyse repose non pas sur la charge effective du réseau mais sur une simulation consistant à calculer la charge hypothétique du réseau en cas de défaillance d'un de ses éléments essentiels. Ce calcul est l'un des principaux fondements de la gestion système, tant du point de vue préventif que pour l'adoption de mesures curatives. Ces simulations sont répétées toutes les cinq minutes et agrégées en valeurs au quart d'heure dans la présente évaluation. Les valeurs de charge de l'élément du réseau le plus fortement sollicité sont ensuite réparties en trois catégories: 100 à 110%, 110 à 120% et plus de 120%.

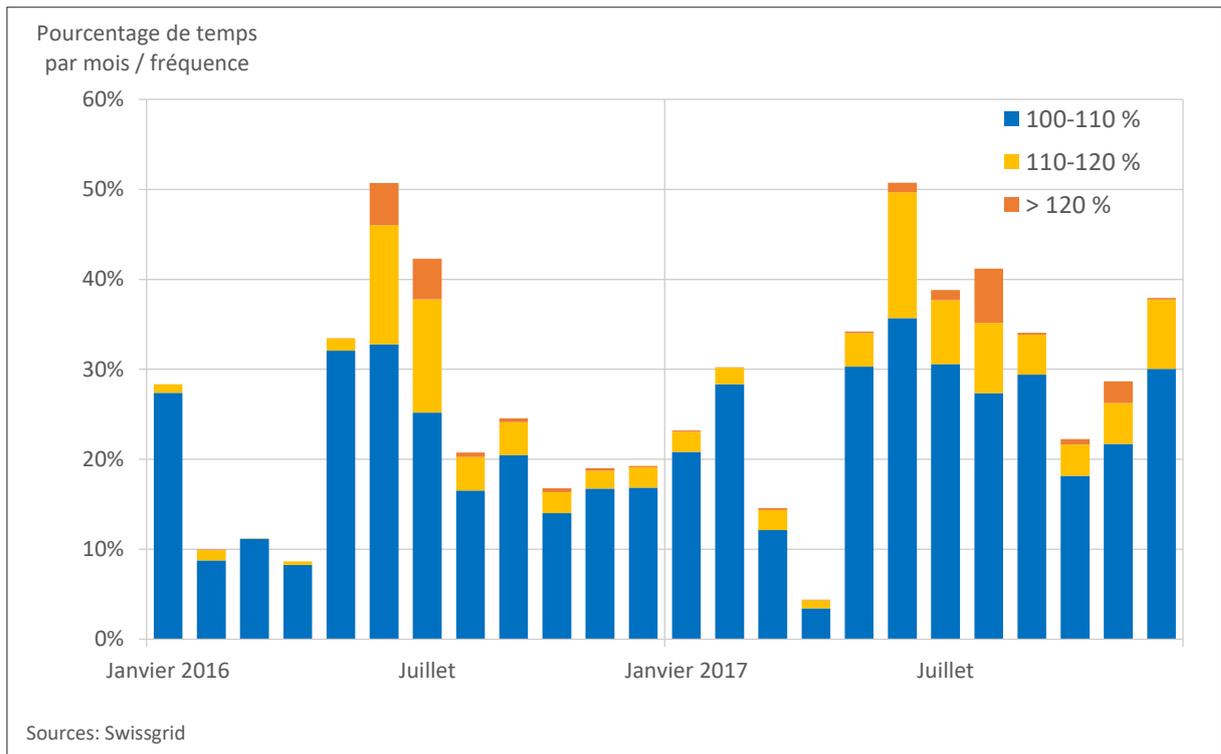


Figure 23 Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport

La figure 23 présente la charge simulée du réseau depuis 2016 en situation N-1. Les valeurs de sollicitation maximales des éléments restants du réseau en cas de défaillance potentielle s'inscrivent pour la plupart dans la catégorie 100-110%. Une comparaison saisonnière montre que les valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sont plus élevées durant les mois d'été que durant les mois d'hiver. Cette hausse est d'une part due à la mise hors service d'éléments du réseau afin d'en assurer la maintenance et, d'autre part, au fait que les températures élevées de l'été réduisent les performances du réseau électrique. Aux semestres d'hiver 2015-2016 et 2016-2017, la situation d'approvisionnement était tendue en raison de la défaillance de centrales électriques. De ce fait, il a fallu importer davantage d'énergie, en particulier en janvier 2016 et en février 2017, ce qui s'est traduit par un niveau élevé de la charge de base du réseau électrique. A ce stade, la série de données est toutefois encore trop courte pour permettre d'en déduire une tendance (source: EICOM, 2018b).

Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau

L'EICOM suit et analyse depuis 2010 l'évolution de la qualité de l'approvisionnement sur les principaux réseaux de distribution de la Suisse. Conformément à la norme internationale, toutes les coupures d'approvisionnement électrique d'une durée égale ou supérieure à trois minutes sont enregistrées. L'analyse

repose sur l'indice SAIDI («System Average Interruption Duration Index»), usuel sur le plan international, qui indique la durée annuelle moyenne pendant laquelle un consommateur final a été privé de courant en raison d'une coupure de l'approvisionnement en électricité. On distingue les coupures planifiées (p. ex. les interruptions aux fins d'entretien des installations, que le gestionnaire de réseau annonce au moins 24 heures à l'avance) des coupures non planifiées (p. ex. causées par un événement naturel, une défaillance humaine, un incident d'exploitation, une intervention de tiers ou un cas de force majeure). L'examen de la qualité de l'approvisionnement se concentre sur les coupures non planifiées.

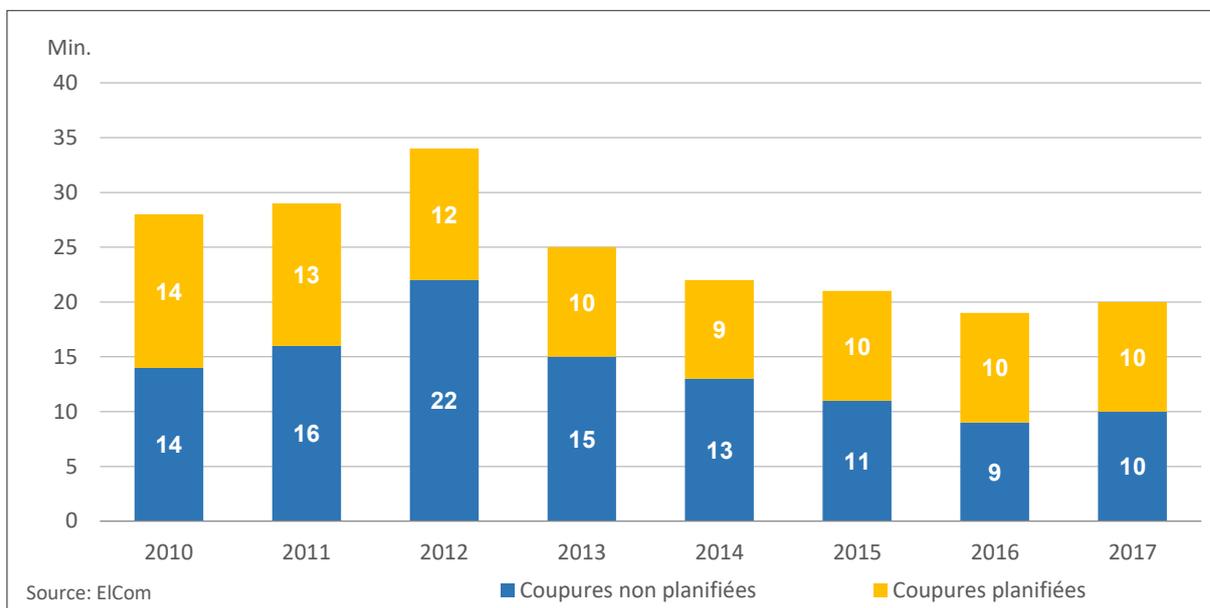


Figure 24 Evolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI)

En 2017, en Suisse, la durée moyenne d'interruption par consommateur final a été globalement de 20 minutes (cf. *figure 24*). En comparaison à l'année précédente, la qualité d'approvisionnement s'est péjorée d'une minute. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures planifiées, égale à celle de l'année précédente, était de dix minutes par consommateur final. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures non planifiées était faible (dix minutes) en 2017, soit une modification minimale par rapport à 2016. Sur le long terme, on a observé au cours des huit dernières années une évolution positive de l'indice SAIDI en Suisse. L'amélioration de l'indice SAIDI au cours des années 2014, 2015 et 2016 par rapport aux années précédentes (2010–2013) s'explique principalement par la diminution des coupures dues aux événements naturels et aux causes relevant de l'exploitation. Par rapport aux pays voisins également, la Suisse présente un approvisionnement de haute qualité. Selon les informations officielles du Conseil des régulateurs européens de l'énergie («Council of European Energy Regulators», CEER), la Suisse rivalise avec l'Allemagne s'agissant de la durée moyenne d'interruption par consommateur final. Les durées d'interruption en Autriche, en France et en Italie sont supérieures à celles de la Suisse (sources: ElCom, 2018b+d).

Sécurité de l'approvisionnement en gaz

La Suisse est bien intégrée au réseau de transport européen de gaz naturel. Son intégration est essentielle pour la sécurité d'approvisionnement en gaz du pays. Suite à la crise du gaz survenue en 2009 entre l'Ukraine et la Russie, l'UE a renforcé sa gestion des crises du gaz. Elle a notamment institué à cet effet un groupe de coordination «gaz naturel» (Groupe de coordination pour le gaz, GCG). Depuis 2013, la Suisse est invitée de manière ad hoc, mais régulièrement aux séances du GCG. Le règlement UE n° 994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel obligeait les Etats membres de l'UE à réaliser une évaluation des risques affectant leur approvisionnement en gaz naturel et à établir un plan d'action préventif et un plan d'urgence. Afin d'améliorer la sécurité

de son approvisionnement et de coopérer avec le GCG, l'Office fédéral de l'énergie a établi deux rapports conformément aux directives européennes; sur la base de l'«Evaluation des risques liés à l'approvisionnement en gaz naturel de la Suisse», il a élaboré un plan d'action préventif et un plan d'urgence pour le gaz naturel (OFEN, 2014 + 2016)²¹. Dans le domaine du gaz, le monitoring observe certains indicateurs issus de ces rapports.

Installations bicomcombustibles

Les clients finaux dotés d'installations bicomcombustibles peuvent au besoin, principalement dans le domaine industriel, passer du gaz naturel aux produits pétroliers (généralement du mazout extraléger). Comme la Suisse ne dispose ni de sa propre production de gaz naturel ni de grandes installations de stockage de gaz, les installations bicomcombustibles représentent un élément important pour la sécurité de l'approvisionnement en gaz du pays²². Au besoin (p. ex. en cas de perturbation de l'approvisionnement en gaz naturel), le passage au mazout des installations bicomcombustibles permet de réduire de manière significative la consommation de gaz en un court laps de temps afin de continuer à garantir l'approvisionnement en gaz des autres consommateurs²³. Si du gaz peut être acheté sur le marché spot des pays environnants et importé en Suisse, il est possible d'éviter partiellement ou totalement le passage au mazout de ces installations. Des réserves obligatoires de mazout sont constituées en Suisse pour les installations bicomcombustibles (cf. encadré p. 48), afin de couvrir environ quatre mois et demi de consommation de gaz naturel de ces installations au cas où les approvisionnements en pétrole et en gaz naturel seraient simultanément perturbés.

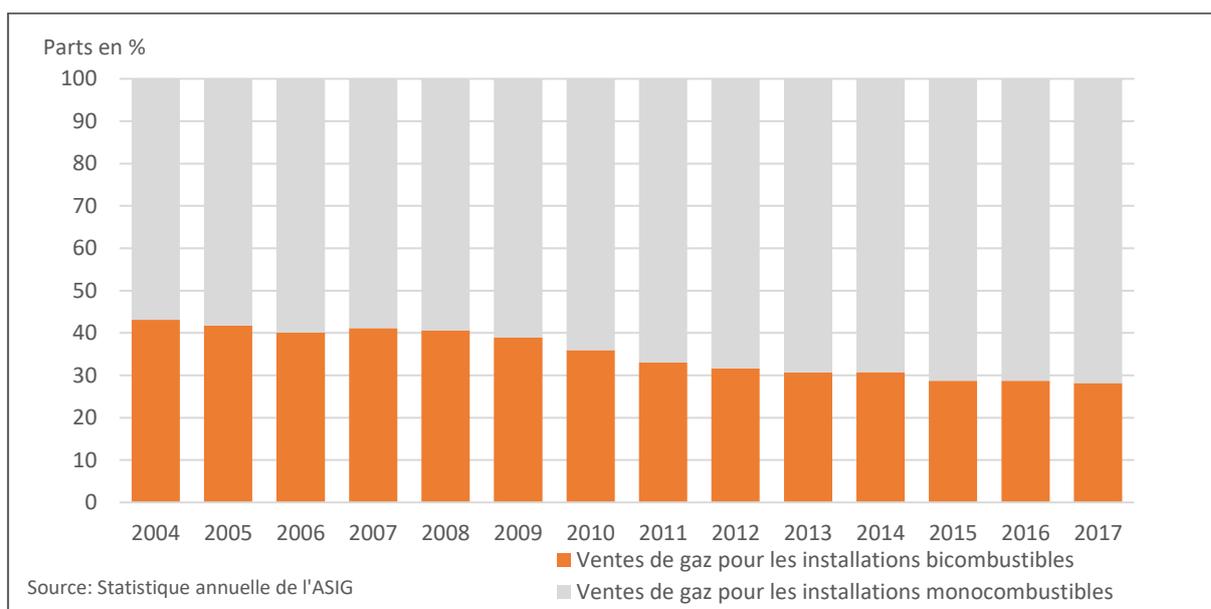


Figure 25 Ventes de gaz pour les installations mono- et bicomcombustibles (parts en%)

Actuellement, un peu moins de 30% de la consommation annuelle de gaz en Suisse peuvent être substitués à court terme par du mazout grâce aux installations bicomcombustibles. Ce potentiel peut toutefois diminuer lors de basses températures, si les clients de gaz naturel dotés d'une installation bicomcombustible sont déjà passés du gaz au mazout en vertu d'une convention contractuelle. La part du gaz vendue en Suisse pour les installations bicomcombustibles est très élevée en comparaison mondiale. Mais cette part a

²¹ Le règlement a été révisé fin 2017 (règlement UE n°2017/1938). La révision comprend principalement une coopération plus intensive entre les Etats membres de l'UE et ne considère guère les Etats tiers. Par conséquent, à ce stade, la Suisse n'a pas mis à jour son évaluation des risques et ses plans d'action préventif et d'urgence. Elle continue cependant à suivre les activités dans ce domaine.

²² Les installations bicomcombustibles servent aussi à augmenter la flexibilité dans l'acquisition de gaz naturel et permettent une optimisation des coûts. Ces installations sont également utilisées pour optimiser la stabilité du réseau.

²³ En Suisse il n'existe pas de clients protégés au sens du règlement UE n°2017/1938.

diminué ces dernières années, comme le montre la *figure 25*. L'Approvisionnement économique du pays, en collaboration avec l'industrie gazière examine, actuellement des mesures supplémentaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement à court terme même si les conditions-cadre venaient à changer (source: ASIG, 2018).

Normes relatives aux infrastructures

Les normes relatives aux infrastructures permettent d'évaluer dans quelle mesure le système d'approvisionnement en gaz serait capable de couvrir la demande de l'ensemble de la Suisse pendant une journée de demande exceptionnellement élevée (froide journée d'hiver) – dont la probabilité statistique est d'une fois en vingt ans – même en cas de défaillance du plus grand point d'importation (examen N-1). La Suisse calcule ces normes conformément aux dispositions correspondantes du règlement de l'UE et une analyse a été publiée pour la première fois en 2014 (OFEN, 2014)²⁵. Le Tessin et la vallée grisonne du Rhin ne sont pas considérés dans le calcul de la valeur N-1, car ces régions ne sont pas ou que très peu raccordées au reste du réseau suisse de gaz naturel. L'évaluation des normes relatives aux infrastructures ne tient compte que de la capacité d'importation technique et ignore le pays de destination final du gaz importé (défini selon les contrats de livraison). Une grande partie du gaz transporté en Suisse par le gazoduc de transit n'est pas destinée au marché intérieur. De même, d'autres gazoducs de transport acheminent du gaz destiné à l'exportation.

Période de référence (semestres d'hiver) ²⁴	N-1 Demande total de la suisse	N-1 Demande des clients monocombustibles (ne pouvant pas passer au mazout)
2011/12 2012/13	151%	227%
2013/14 2014/15	152%	216%
2016/17 2017/18	231% (130%)	322% (181%)

Figure 26 Evolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (Sources: Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN)

La valeur N-1 représente la part de la demande de gaz susceptible d'être couverte par l'infrastructure gazière restante. Le critère N-1 est rempli si le résultat du calcul atteint au moins 100%. Comme la *figure 26* l'indique, cette condition était remplie durant les trois périodes considérées (semestres d'hiver), tant pour la demande totale «maximale» (c'est-à-dire sans passage au mazout) que pour la demande «maximale» des clients équipés d'une installation monocombustible (pas de possibilité de passer au mazout). Les deux premières valeurs N-1 calculées se situent dans un même ordre de grandeur. S'agissant de la dernière période calculée, la valeur N-1 est bien plus élevée: depuis août 2017, il est possible selon Swissgas d'importer du gaz d'Italie via le col du Gries (Haut-Valais) également de manière physique grâce

²⁴ Une période de référence de deux semestres d'hiver correspond à la pratique éprouvée des fournisseurs de gaz pour adapter la demande de gaz en fonction des effets des températures. En ce qui concerne les capacités, les données disponibles les plus récentes de la période de référence sont utilisées.

²⁵ Comme les composantes de la formule N-1 ont été révisées, les valeurs présentées dans le présent rapport de monitoring pour 2011/2012 et 2012/2013 s'écartent légèrement de celles du rapport sur l'évaluation des risques de 2014.

au flux inversé («reverse flow»). Puisque cette possibilité ne s'applique pas à toute la période de référence (2016/17 et 2017/18), une valeur sans le flux inversé est également indiquée entre parenthèses²⁶. De même, la mise hors service depuis fin septembre 2017 du gazoduc transeuropéen TENP I et par conséquent la réduction d'environ 50% des capacités de sortie à Wallbach (SA) à la frontière allemande ont également été considérées dans le calcul le plus récent, étant donné que les capacités de sortie allemandes sont en fait déterminantes pour les capacités d'entrée suisses. Une étude publiée en 2015 par la Commission européenne montre aussi que la Suisse est bien positionnée avec ses valeurs N-1 en comparaison européenne (sources: Rodríguez-Gómez N. et al, 2015 / Swissgas et ASIG, 2018 / calculs de l'OFEN).

Sécurité de l'approvisionnement en pétrole

Diversification des moyens de transport

Le pétrole brut et les produits pétroliers comme l'essence, le diesel ou le mazout sont acheminés par diverses voies en Suisse, où ils sont distribués. Les principales voies d'importation se situent surtout dans la partie ouest du pays: à Bâle avec la navigation rhénane et dans les cantons raccordés à des oléoducs²⁷. Des importations s'effectuent aussi par le rail et par camion. La distribution fine à l'intérieur du pays se fait principalement par camion. La diversification des moyens et voies de transport pertinents – oléoduc, bateau, rail ou route – revêt donc une importance cruciale s'agissant d'évaluer la sécurité de l'approvisionnement en pétrole de la Suisse. L'indicateur montre l'évolution des parts d'importation de pétrole couvertes par les divers moyens de transport.

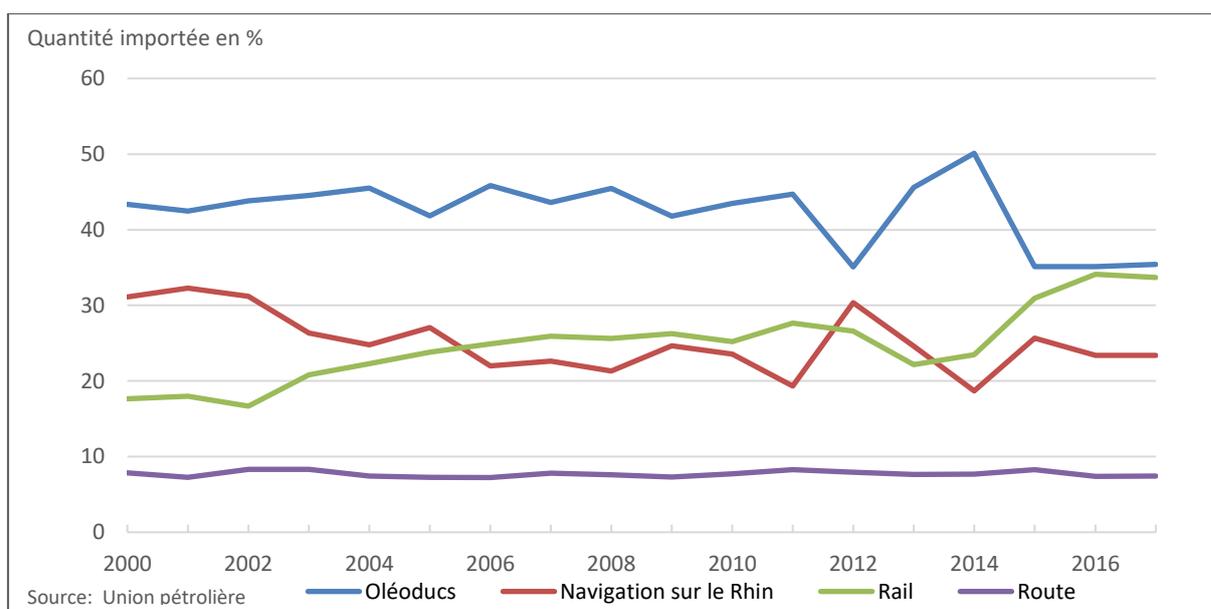


Figure 27 Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %)

La *figure 27* montre que les parts respectives des moyens de transport sont restées relativement stables entre 2003 et 2010 s'agissant de l'importation de pétrole (pétrole brut et produits). Par contre, en 2011, les transports sur le Rhin ont régressé de 20% par rapport à l'année précédente. Cette diminution s'explique par l'interdiction de naviguer sur le fleuve pendant tout le mois de janvier en raison d'un accident

²⁶ Grâce au flux inversé, le col du Gries devient le plus grand point d'importation. En l'absence du flux inversé, comme pour les deux premières périodes de calcul, Wallbach est le plus grand point d'importation.

²⁷ Oléoduc du Jura neuchâtelois OJNSA (NE), oléoduc du Rhône ORH (VS; hors service depuis 2015 en raison de l'arrêt de l'exploitation de la raffinerie de Collombey), oléoduc multi-produit SAPPPO (GE; Marseille-Genève/Vernier).

de navire et par les niveaux d'eau extrêmement bas en mai et en novembre. De ce fait, 5% de produits pétroliers supplémentaires ont été importés par le rail et 25% de plus par l'oléoduc SAPPRO. En 2012, suite à l'arrêt de l'exploitation de la raffinerie de Cressier (NE) pendant environ six mois, les importations de pétrole brut par oléoduc ont baissé d'environ un quart. Près de 60% de produits pétroliers supplémentaires ont été transportés par le Rhin pour compenser cette perte de production. En 2013, les parts des moyens de transport de pétrole avaient retrouvé leurs niveaux pluriannuels respectifs. En 2014, les ventes de mazout ont baissé par rapport à l'année précédente, en raison surtout des conditions météorologiques clémentes et, peut-être aussi, du relèvement de la taxe sur le CO₂. Les importations de mazout passent en majeure partie par la navigation sur le Rhin, ce qui explique la baisse marquée de ce mode de transport. En revanche, les importations de pétrole brut (intégralement par oléoduc) ont augmenté cette année-là. Les importations de pétrole brut par oléoduc ont nettement baissé en 2015: l'arrêt de la production à la raffinerie de Collombey, à la mi-mars, a induit une augmentation des importations de produits finis, qui sont davantage acheminés par le rail et la voie rhénane. Les transports ferroviaires ont continué de progresser en 2016, avant que leur tendance à la hausse ne soit temporairement freinée en 2017, parce que la ligne ferroviaire du Rhin supérieur était interrompue partiellement pendant quelques semaines. En 2017, les parts afférentes aux divers moyens de transport étaient les suivantes: 35,4% pour les oléoducs, 33,7% pour le rail, 23,4% pour la navigation rhénane et 7,4% pour la route (la part de transport aérien est négligeable). Les moyens de transport sont donc largement diversifiés et substituables pour certains, ce qui influence positivement la sécurité d'approvisionnement. De plus, si l'approvisionnement est perturbé, la Suisse est en mesure de couvrir intégralement la consommation de certains produits pétroliers pendant au moins 3 (kérosène) respectivement 4,5 mois grâce à ses importantes réserves obligatoires (*cf. encadré page 48*) (source: UP, 2018).

Portefeuille d'importation de pétrole brut

L'une des stratégies visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans le domaine pétrolier consiste à largement diversifier le portefeuille d'importation du pétrole. Un approvisionnement diversifié induit une plus forte résistance de la chaîne d'approvisionnement et, de ce fait, une meilleure sécurité d'approvisionnement. L'indicateur suivant ventile les importations de pétrole brut par pays de provenance²⁸.

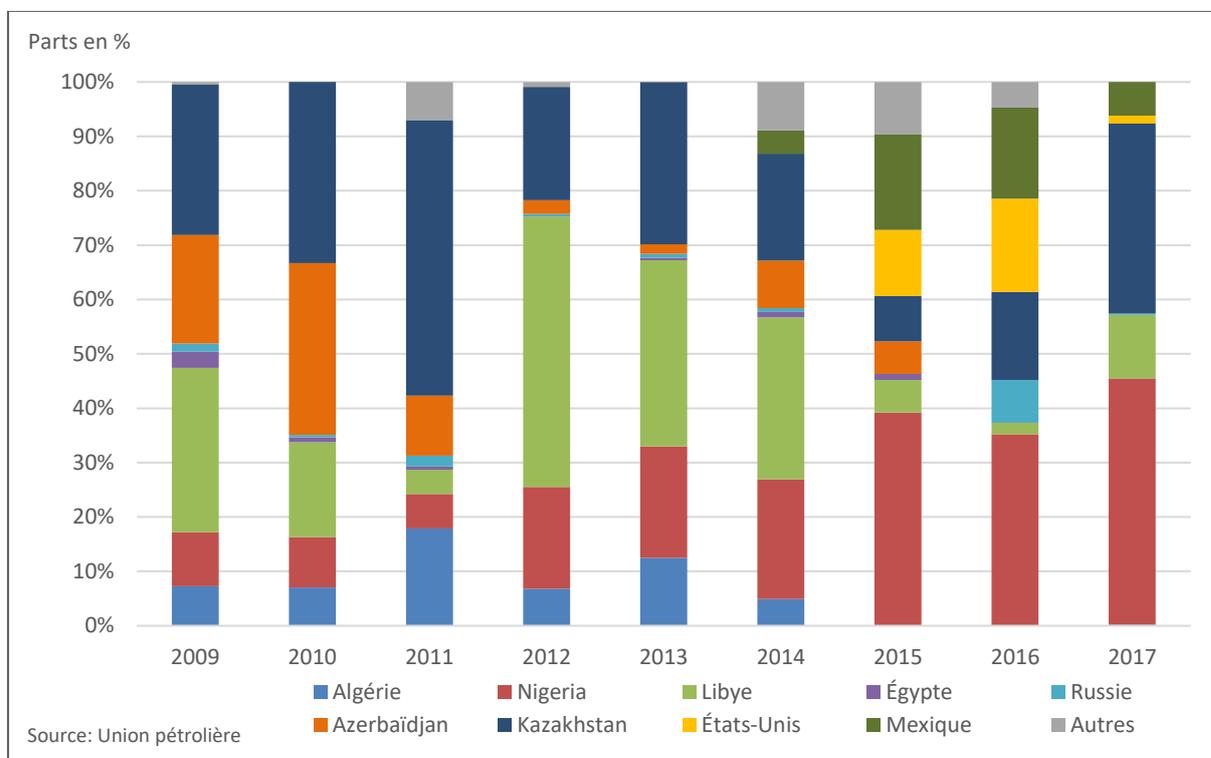


Figure 28 Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)

En 2017, 57% du pétrole brut provenait d'Afrique (le seul Nigéria fournissant environ 45%). La part du Kazakhstan a augmenté à près de 35%. Pour la première fois depuis 2010, deux pays se partagent plus de 80% des importations de pétrole de notre pays. Les parts des pays producteurs dans le portefeuille d'importation de pétrole brut de la Suisse ont fortement fluctué ces dernières années (*cf. figure 28*). A partir de 2009, par exemple, les importations de Libye se sont effondrées suite à des différends diplomatiques et des troubles politiques. Le Kazakhstan, l'Azerbaïdjan et l'Algérie, en particulier, ont sauté dans la brèche. Entre 2012 et 2014, la Libye était de nouveau le principal fournisseur de pétrole brut de la Suisse. Le Nigéria occupe cette position depuis 2015, les importations de Libye s'étant une nouvelle fois effondrées, avant de se rétablir quelque peu en 2017. En outre, la Suisse a importé une part notable de pétrole brut des États-Unis en 2015 et 2016. Les grands changements survenus dans les importations suisses de pétrole brut montrent la flexibilité de l'approvisionnement sur le marché du pétrole (source: UP, 2018).

²⁸ La Suisse importe pratiquement exclusivement les *produits pétroliers* de pays de l'UE. L'origine et la quantité de pétrole brut importé sous-jacente ne peuvent pas être déterminées avec précision.

Importations de pétrole brut et de produits pétroliers

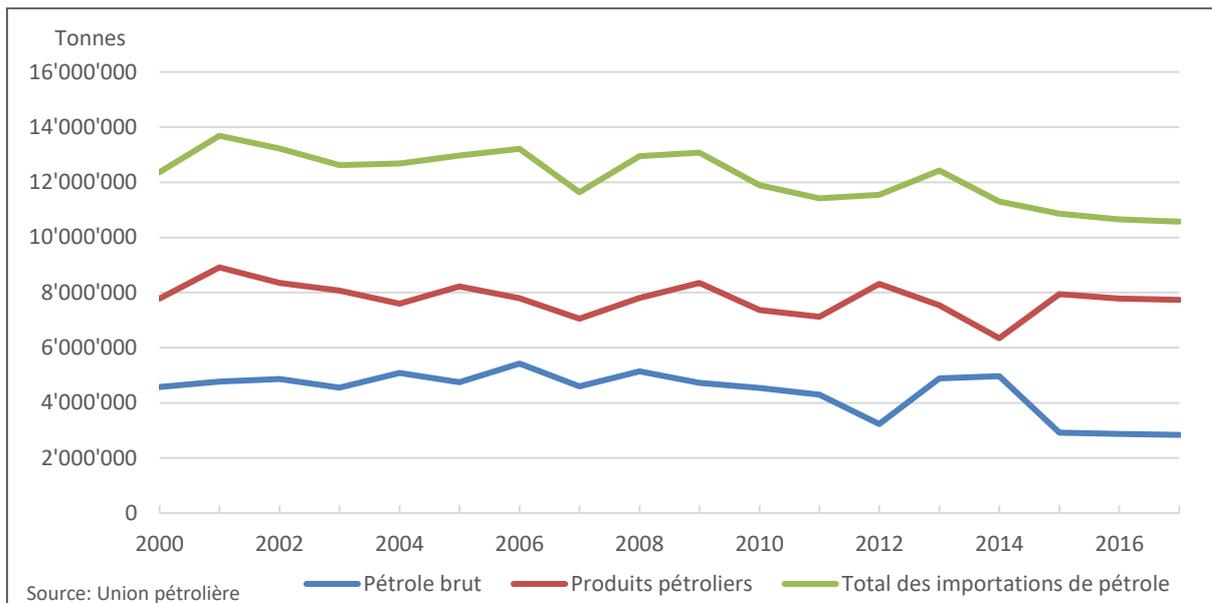


Figure 29 Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières

Comme le montre la *figure 29*, les importations pétrolières globales tendent à baisser depuis 2000 (courbe verte). Une tendance à long terme se confirme ainsi. Cette baisse peut s'expliquer par des effets de substitution (le gaz ou les pompes à chaleur remplacent le mazout), par les mesures d'efficacité énergétique, par la consommation croissante de carburants biogènes, par le progrès technologique et par des mesures politiques (étiquette-énergie pour les voitures de tourisme, taxe CO₂ sur les combustibles fossiles). Les conditions météorologiques, la conjoncture et l'évolution des prix sont tenus pour être à l'origine des fluctuations à court terme. En outre, en 2015, le tourisme à la pompe a disparu, puisque la suppression du taux de change plancher franc/euro par la Banque nationale suisse a renchéri les produits pétroliers sur le marché suisse pour les clients étrangers. Dès lors, les automobilistes des pays voisins n'ont plus guère acheté de carburant aux pompes suisses, tandis que les Suisses en achetaient de plus en plus à l'étranger, en particulier du diesel. Globalement, le pétrole et ses produits dérivés demeurent un agent énergétique important (environ 50% de la consommation finale d'énergie, cf. *figure 17*). Les fluctuations marquées de 2009 et 2013 s'expliquent en partie par le fait que les consommateurs suisses ont sensiblement accru leurs achats de mazout peu avant l'augmentation des prix attendus en raison des relèvements de la taxe CO₂ sur les combustibles. Le recul des importations en 2007 est surtout dû au niveau très élevé des prix du mazout et aux conditions météorologiques clémentes. A observer les courbes rouge et bleue du pétrole brut et des produits pétroliers, on est particulièrement frappé par l'évolution divergente des deux courbes en 2012 et 2015. En 2012, la raffinerie de Cressier (NE) a dû cesser sa production pendant environ six mois en raison du sursis concordataire accordé à l'ancien propriétaire Petroplus et de la recherche d'un acheteur, ce qui a entraîné une augmentation des importations de produits. En 2015, la situation est similaire: suite à l'arrêt de la production à la raffinerie de Collombey (VS) en mars, les importations de pétrole brut ont baissé de plus de 40% et les importations de produits finis ont progressé sensiblement. En outre, à la fin d'octobre, la raffinerie de Cressier a dû signaler un arrêt temporaire de sa production en raison d'une fuite dans un échangeur de chaleur. Mais en l'occurrence ici également, la sécurité de l'approvisionnement est garantie malgré la dépendance de l'étranger, car la Suisse est intégrée dans un marché qui fonctionne bien et qui peut normalement compenser les fluctuations à court terme. Fondamentalement, disposer de ses propres raffineries représente un avantage pour la Suisse, mais une fermeture éventuelle ne menacerait pas l'approvisionnement du pays en combustibles et carburants fossiles, puisqu'il est possible d'importer la totalité des produits pétroliers finis (en 2017, 99,6% des produits finis provenaient de l'UE). En effet, des volumes supplémentaires de produits pétroliers devraient être importés par les modes de transport existants (navigation rhénane, rail, route, oléoduc SAP-PRO) (cf. *indicateur «moyens de transport»*). En cas d'indisponibilité des deux raffineries, l'Office fédéral

pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) s'attend à des manques de capacités à court terme dans la logistique de l'approvisionnement en pétrole, en particulier si une interruption de l'approvisionnement devait simultanément frapper l'oléoduc SAPPRO et/ou la navigation sur le Rhin. En cas d'urgence toutefois, il serait possible de recourir temporairement aux vastes réserves obligatoires constituées en Suisse pour compenser un éventuel déficit de produits pétroliers pendant plusieurs mois (*cf. encadré*). Cette situation est survenue en 2015: les capacités de transport étaient très restreintes sur le Rhin en raison du bas niveau persistant des eaux et par le rail à cause de la forte sollicitation de la Deutsche Bahn. Simultanément, la raffinerie de Cressier avait dû interrompre sa production. L'OFAE a alors autorisé les importateurs de pétrole à soutirer une petite quantité de leurs réserves obligatoires entre fin octobre et début décembre, afin de garantir un approvisionnement sans faille (source: UP, 2018).

Stockage obligatoire de produits pétroliers

Les réserves obligatoires de produits pétroliers servent à approvisionner le pays de manière continue avec ces agents énergétiques au cas où l'approvisionnement de la Suisse serait entravé. Les causes possibles d'une perturbation de l'approvisionnement sont nombreuses: de la rupture des importations due à des troubles dans les pays de production aux restrictions de la navigation sur le Rhin en raison du niveau bas ou élevé des eaux ou d'une défectuosité des écluses, en passant par l'indisponibilité des raffineries ou des oléoducs et les perturbations des réseaux logistiques et des technologies de l'information et de la communication (TIC). Cependant, l'expérience montre qu'une combinaison d'événements dommageables doit affecter les infrastructures logistiques ou TIC pour qu'une importante pénurie survienne en Suisse. S'agissant des produits pétroliers, le défi de l'approvisionnement consiste à les importer de manière sûre en quantités suffisantes et de les distribuer en Suisse. Le stockage obligatoire de produits pétroliers joue donc potentiellement un rôle important pour pallier les ruptures d'importations. Le volume des réserves obligatoires de produits pétroliers (y compris les stocks obligatoires visant à suppléer le gaz naturel) dépend de la couverture des besoins visée²⁹. Le volume des stocks obligatoires de produits pétroliers et ses variations dépendent par conséquent directement de la consommation indigène.

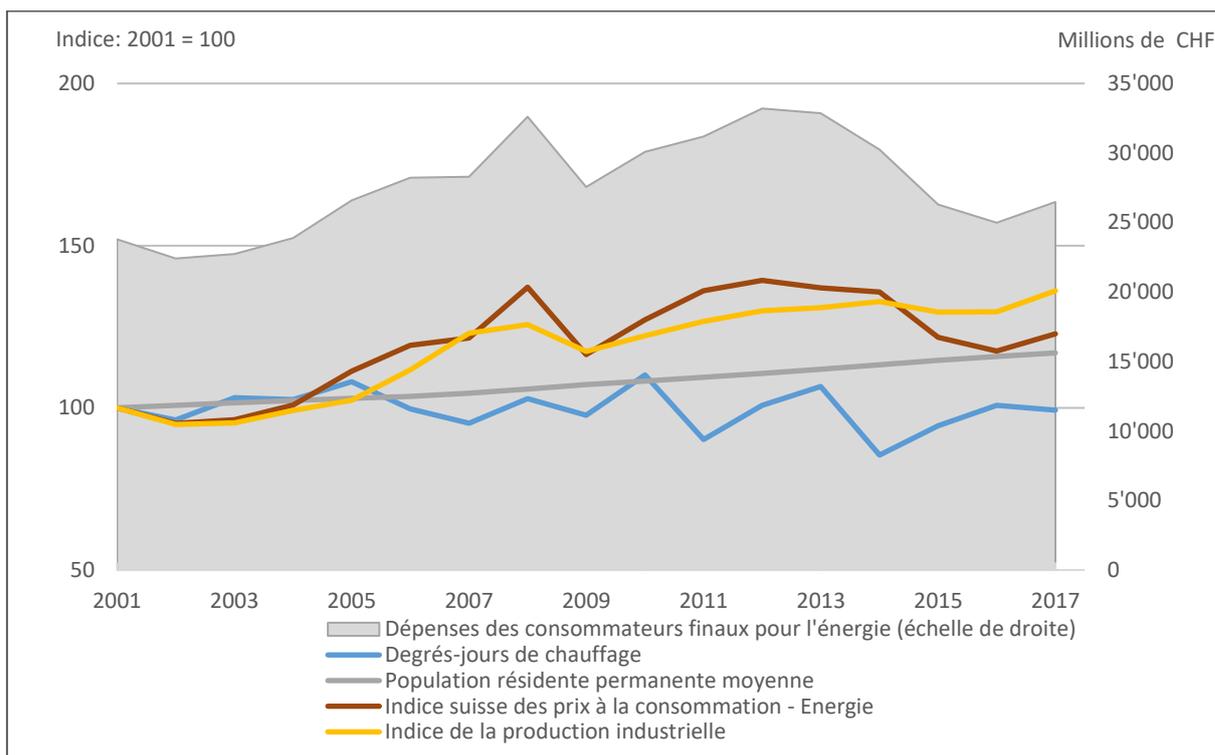
²⁹ En sa qualité de membre de l'AIE, la Suisse doit pouvoir à des stocks suffisants pour couvrir la consommation intérieure de produits pétroliers pendant au moins 90 jours. Pour la plupart des produits, la Suisse va au-delà de ces exigences, puisque, notamment, elle n'a pas d'accès direct à la mer (essence pour les voitures: 4,5 mois, kérosène: 3 mois, diesel: 4,5 mois, mazout: 4,5 mois, mazout extra-léger pour suppléer au gaz naturel: 4,5 mois).

Champ thématique Dépenses et prix

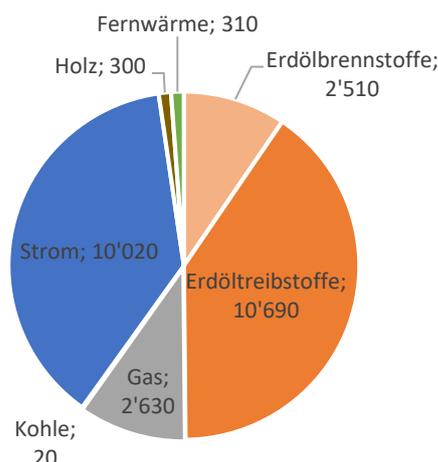
Outre la sécurité et le respect de l'environnement, la rentabilité économique est l'une des importantes dimensions de l'approvisionnement énergétique durable. L'art. 89 de la Constitution fédérale et l'art. 1 de la loi sur l'énergie visent un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. La Stratégie énergétique 2050 a pour but de transformer progressivement le système énergétique de la Suisse en conséquence de la décision de sortir graduellement de l'énergie nucléaire et d'autres modifications profondes du contexte énergétique, sans pour autant menacer la compétitivité internationale de la place économique suisse. C'est pourquoi, dans ce champ thématique, le monitoring se concentre sur les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie, sur les prix de l'énergie et sur les différentes composantes des prix.

Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie

Les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie comprennent toutes les dépenses réalisées en Suisse par les consommateurs finaux pour les combustibles pétroliers, les carburants, l'électricité, le gaz, le charbon, le bois et la chaleur à distance. Elles se calculent sur la base des quantités d'énergie vendues chaque année en Suisse (y compris le carburant vendu en Suisse à des consommateurs étrangers) et sur les prix de vente correspondants. Elles comprennent les dépenses pour l'énergie et son transport ainsi que la totalité des taxes et impôts (p. ex. taxe sur le CO₂, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée). Les déchets industriels utilisés pour produire de l'énergie ne sont pas évalués, parce qu'ils constituent dans le système énergétique des produits secondaires disponibles presque gratuitement. La consommation d'énergie autoproduite est implicitement tenue pour gratuite, même si sa production a impliqué des investissements. Les prix de l'énergie et la consommation énergétique influencent les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie. La consommation énergétique dépend quant à elle notamment des conditions météorologiques, de la situation économique générale et spécialement de la production industrielle, de la croissance démographique ainsi que des parcs de logements et de véhicules.



2017: total ca. 26,48 Mrd. Fr.



Sources: OFEN, OFS

Figure 30 Evolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés); répartition par agents énergétiques

La *figure 30* 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 consommateurs, celui-ci dépendant plutôt des structures existantes relativement stables (p. ex. le parc de véhi-

cules 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 (cf. figure 11 *Evolution des intensités énergétique et électrique*) (sources: OFEN, 2018a / OFS, 2018a).

Prix de l'énergie

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

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

Les prix de détail (impôts compris) facturés en Suisse aux clients industriels de mazout, de diesel, de gaz naturel et d'électricité sont présentés ci-après en comparaison internationale. Il s'agit de moyennes annuelles (la moyenne sur douze mois pouvant différer des prix effectivement payés), de prix nominaux en dollars américains convertis aux cours de change du marché. La conversion en dollars américains a pour effet que le cours de change CHF/USD peut influencer les résultats³⁰. Certains agents énergétiques ne sont pas présentés parce qu'ils ne sont pas suffisamment pertinents pour la place industrielle suisse. On compare les prix facturés au consommateur final industriel en Suisse avec ceux facturés dans une sélection de pays voisins. Pour faciliter la mise en perspective au sein de l'échantillon, les valeurs de ces pays sont complétées par la moyenne de l'OCDE et par les valeurs du pays de l'OCDE où les prix sont le plus, respectivement le moins élevés sur l'année. Notons que le prix le plus élevé ou le plus bas n'est pas

³⁰ Une part des coûts des produits énergétiques considérés (surtout les coûts d'achat d'énergie à l'étranger) est libellée en devises étrangères, de sorte que les fluctuations de change du franc suisse n'ont pas ou peu d'effets, puisque les règlements sont en dollars américains. Mais une autre part des coûts (p.ex. coûts de réseau, coûts d'exploitation ou coûts de distribution) est largement générée en francs suisses, si bien que les fluctuations de change influencent le résultat des règlements internationaux.

enregistré nécessairement chaque année dans le même pays. Ces valeurs extrêmes sont des indicateurs de la distribution. L'évolution des prix sur les marchés internationaux des matières premières (en particulier s'agissant des produits pétroliers) et sur les marchés de gros européens (pour l'électricité et le gaz naturel), ainsi que l'évolution des cours de change et les éléments spécifiques aux pays mentionnés ci-dessus constituent d'importants facteurs influençant les prix.

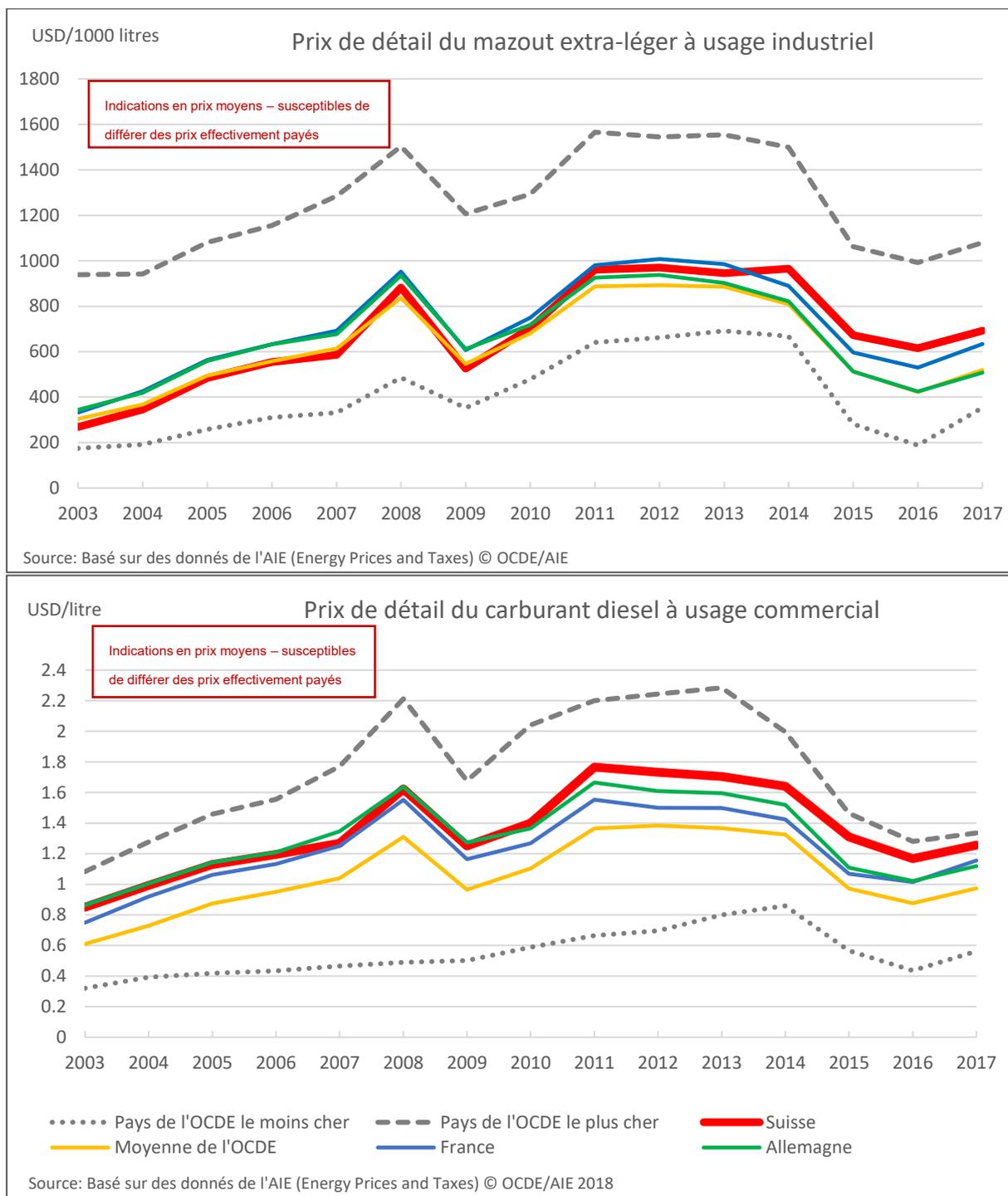


Figure 31 Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)

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 31). 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 2017. 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 atteints³¹. 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).

³¹ Augmentation de 84 à 96 francs par tonne de CO₂ depuis janvier 2018.

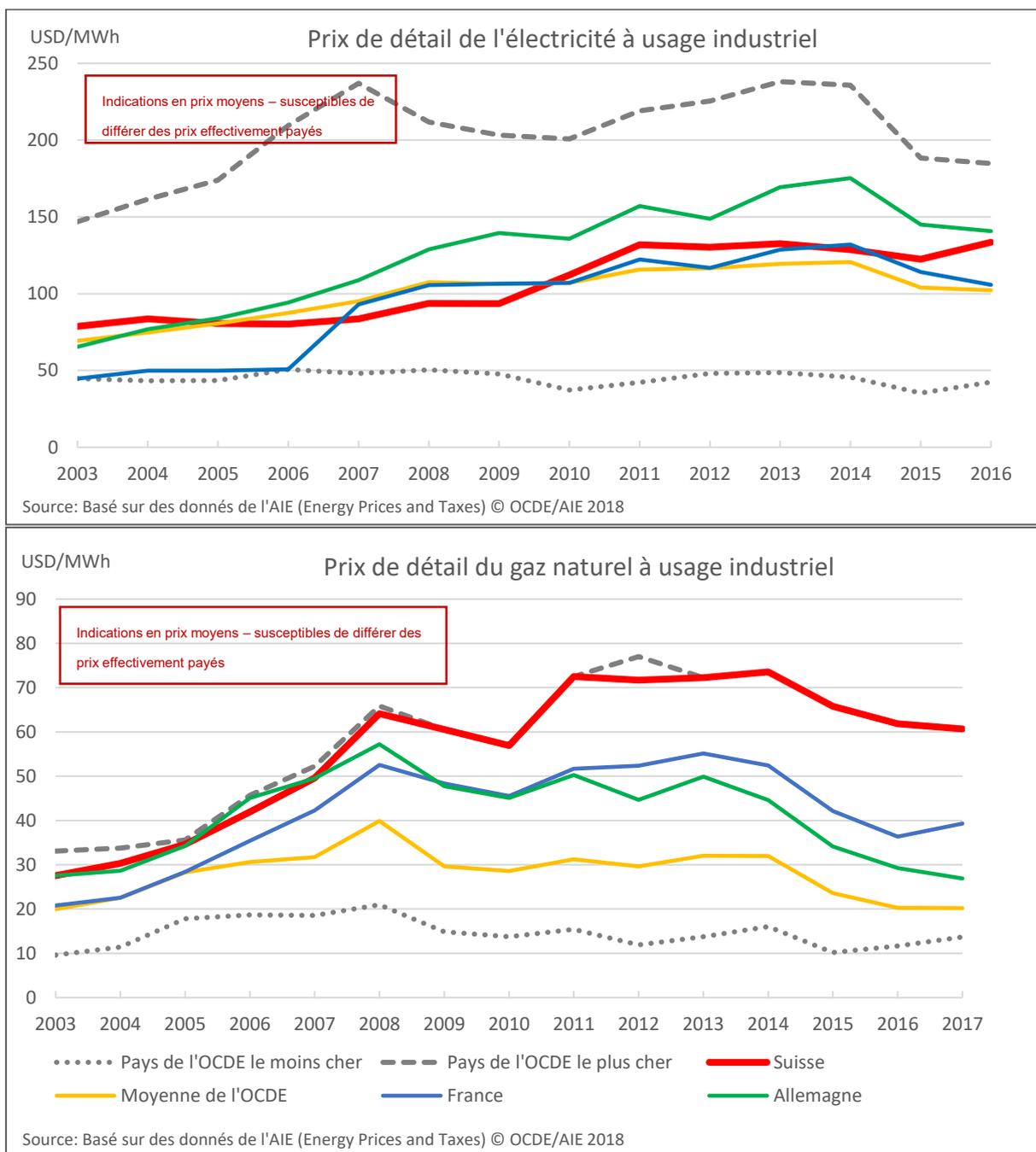


Figure 32 Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

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 32). 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 entreprises³² 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 chiffres³³. 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).

³² Entre autres les entreprises de certains secteurs économiques dans la mesure où cette taxe représente une charge importante en comparaison de leur valeur ajoutée et altérerait leur compétitivité internationale; cf. l'ordonnance sur le CO₂, annexe 7 (Activités donnant droit d'être exempté de la taxe en prenant un engagement de réduction).

³³ En 2017 environ 1100 entreprises réparties sur 3'000 sites ont été exemptées de la taxe CO₂; ces entreprises ont été remboursées sur demande de la taxe CO₂. Les plus grandes entreprises générant des quantités de CO₂ importantes participent au système d'échange de quotas d'émission et sont également exemptées de la taxe sur le CO₂.

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

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

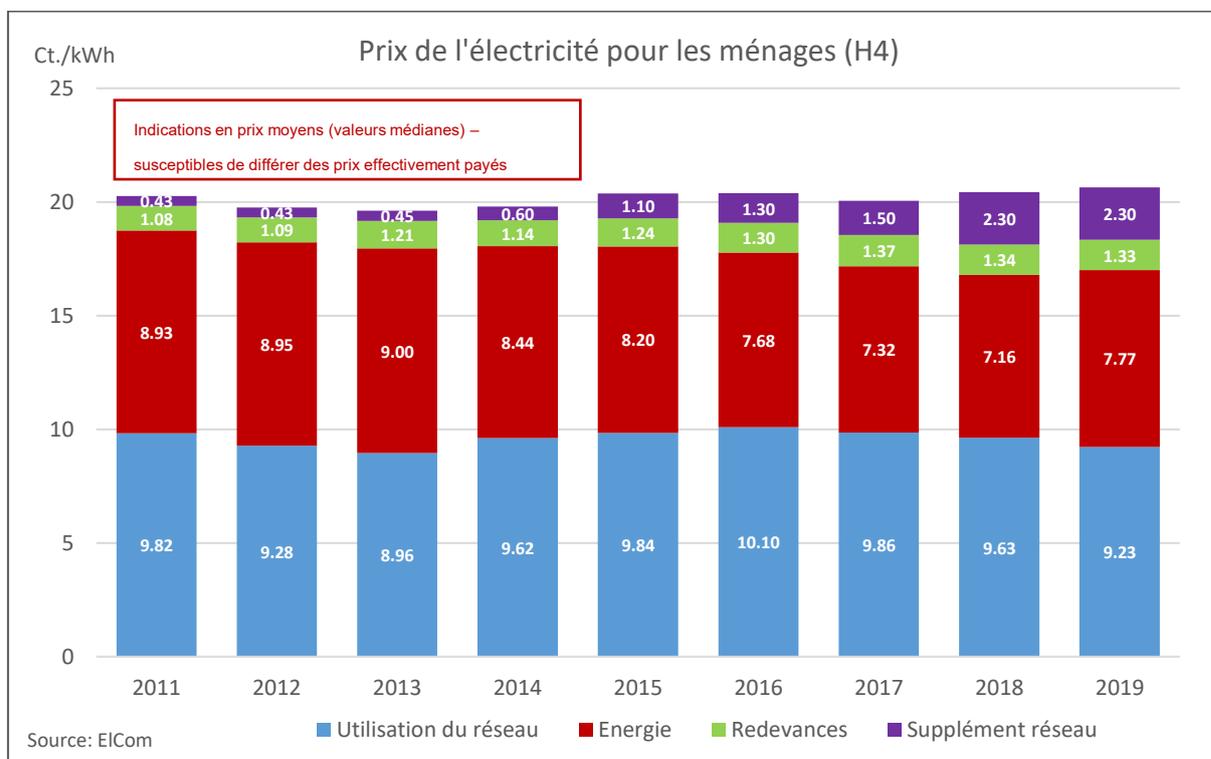


Figure 33 Evolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)

La *figure 33* illustre l'évolution du prix moyen de l'électricité et de ses composantes pour le profil de consommateur H4 (le consommateur final de la catégorie H4 correspond à un logement de cinq pièces, sans chauffe-eau électrique, dont la consommation annuelle est de 4500 kWh). Selon cette présentation, les tarifs totaux pour les ménages augmentent légèrement en 2019 par rapport à l'année précédente (+0,2 ct./kWh)³⁴. Les prix plus élevés de l'énergie, qui sont passés d'environ 7,2 à près de 7,8 ct./kWh, en sont principalement responsables. A l'instar des deux années précédentes, les tarifs rémunérant l'utilisation du réseau baissent, de 9,6 à 9,2 ct./kWh, tandis que les redevances aux collectivités publiques restent stables à 1,3 ct./kWh. Le supplément réseau, qui finance notamment la promotion de la production électrique renouvelable, reste inchangé en 2019 (2,3 ct./kWh, comme l'année précédente). Sur le plus long terme, on constate que les prix de l'énergie ont reculé depuis 2011, alors que les tarifs rémunérant l'utilisation du réseau restaient à peu près stables et que le supplément réseau a nettement augmenté. Au total, cependant, le prix de l'électricité pour les ménages n'a que légèrement augmenté de 20,3 à 20,6 ct./kWh environ (source: EiCom, 2018c).

³⁴ Les tarifs pour 2019 ont été publiés dès septembre 2018, car les gestionnaires de réseau doivent les transmettre au préalable à l'EiCom. C'est pourquoi ils sont intégrés au présent rapport.

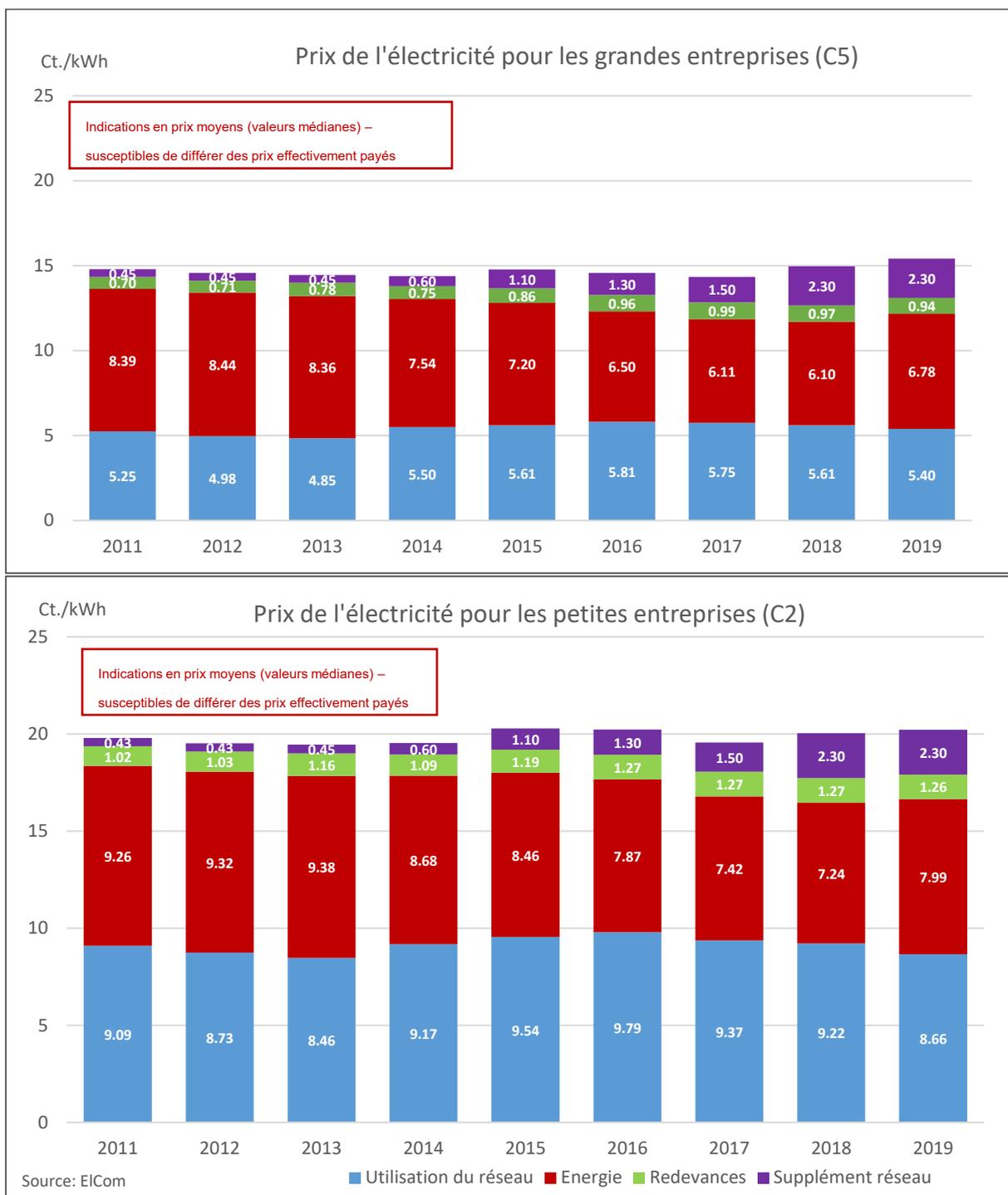


Figure 34 Evolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)

La *figure 34* présente une évolution semblable à celle des ménages pour les **clients commerciaux et industriels** répondant au profil C5 (grandes entreprises dont la consommation annuelle est de 500 000 kWh) et au profil C2 (petites entreprises dont la consommation annuelle est de 30 000 kWh). Pour ces profils également, les prix moyens de l'énergie augmentent en 2019 par rapport à l'année précédente, tandis que les coûts d'utilisation du réseau baissent et que le supplément réseau reste stable. Au total, il en résulte des tarifs de l'électricité légèrement plus élevés en 2019 qu'en 2018 (+0,4 ct./kWh)

pour C5, respectivement +0,2 ct./kWh pour C2). Il convient de noter que les tarifs de l'électricité mentionnés pour les grandes entreprises (C5) ne s'appliquent qu'aux clients qui ne font pas usage de leur droit de s'approvisionner en électricité sur le marché libre. Les prix payés par les clients qui achètent leur électricité sur le marché libre ne font pas l'objet d'un relevé, même si leur part augmente d'année en année. En 2018, quelque 67% des grands consommateurs s'approvisionnaient sur le libre marché et consommaient environ 80% de l'électricité librement commercialisable (env. 21 900 consommateurs finaux représentant une consommation de 18 TWh). Le bas niveau des prix de l'électricité en bourse a continuellement conforté la tendance vers le libre marché. En outre, certaines entreprises grandes consommatrices d'énergie ont, sous certaines conditions, la possibilité de se faire rembourser totalement ou en partie le supplément sur les coûts du réseau qu'elles ont versé. En 2016, quelque 127 entreprises³⁵ ont obtenu un tel remboursement sur la base des suppléments qu'elles avaient payés durant l'exercice précédent (sources: ECom, 2018a+c / OFEN, 2018g).

Evolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages

L'indicateur montre l'évolution des prix de détail du mazout, de l'essence (sans plomb 95) et du diesel ainsi que l'évolution des diverses composantes du prix. Outre la part de l'énergie (c'est-à-dire la part du produit pétrolier), les prix de détail se composent des impôts et taxes perçus par l'Etat (y compris la TVA et la taxe sur le CO₂) de même que des coûts qui, répercutés sur le client, sont liés à la compensation des émissions causées par le trafic. Au titre des «autres prélèvements» sont en outre perçues les contributions de stockage obligatoire de Carbura et une contribution à un fonds de l'Union pétrolière. Les produits pétroliers sont négociés sur les marchés de gros mondiaux. Les fluctuations de prix observées en Suisse sont dues pour l'essentiel aux fluctuations des cours de change (tous les produits pétroliers étant importés) et aux fluctuations des prix des marchés mondiaux, qui dépendent quant à eux de nombreux facteurs (notamment le contrôle des quantités en situation cartellaire, la situation géopolitique dans les pays de production, la situation conjoncturelle, les températures, les attentes du marché).

³⁵ Cf. OFEN (2018): Remboursement du supplément réseau. Récapitulatif des indicateurs 2015 et 2016 (www.bfe.admin.ch) > Mesures d'encouragement > Energies renouvelables > Remboursement du supplément réseau).

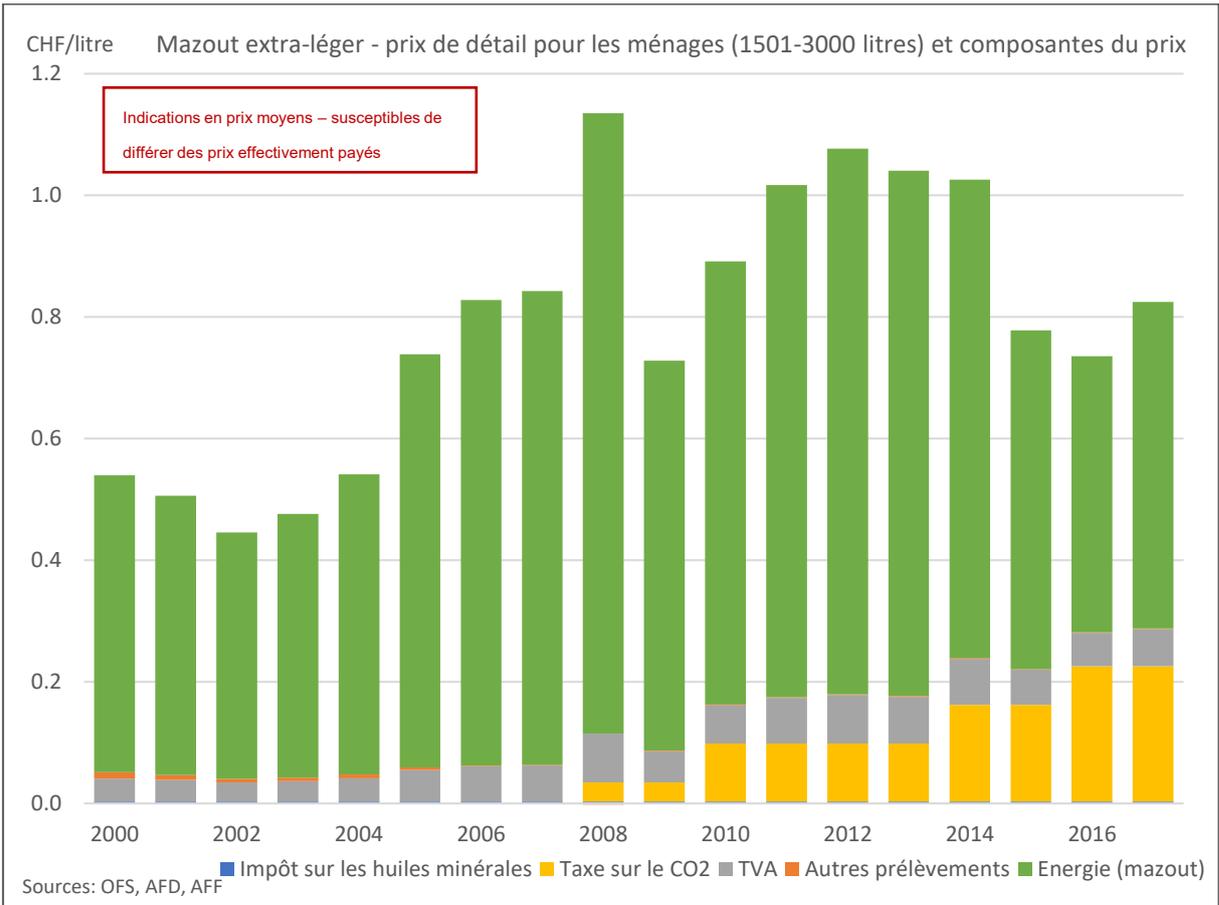


Figure 35 Mazout extra-léger: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres)

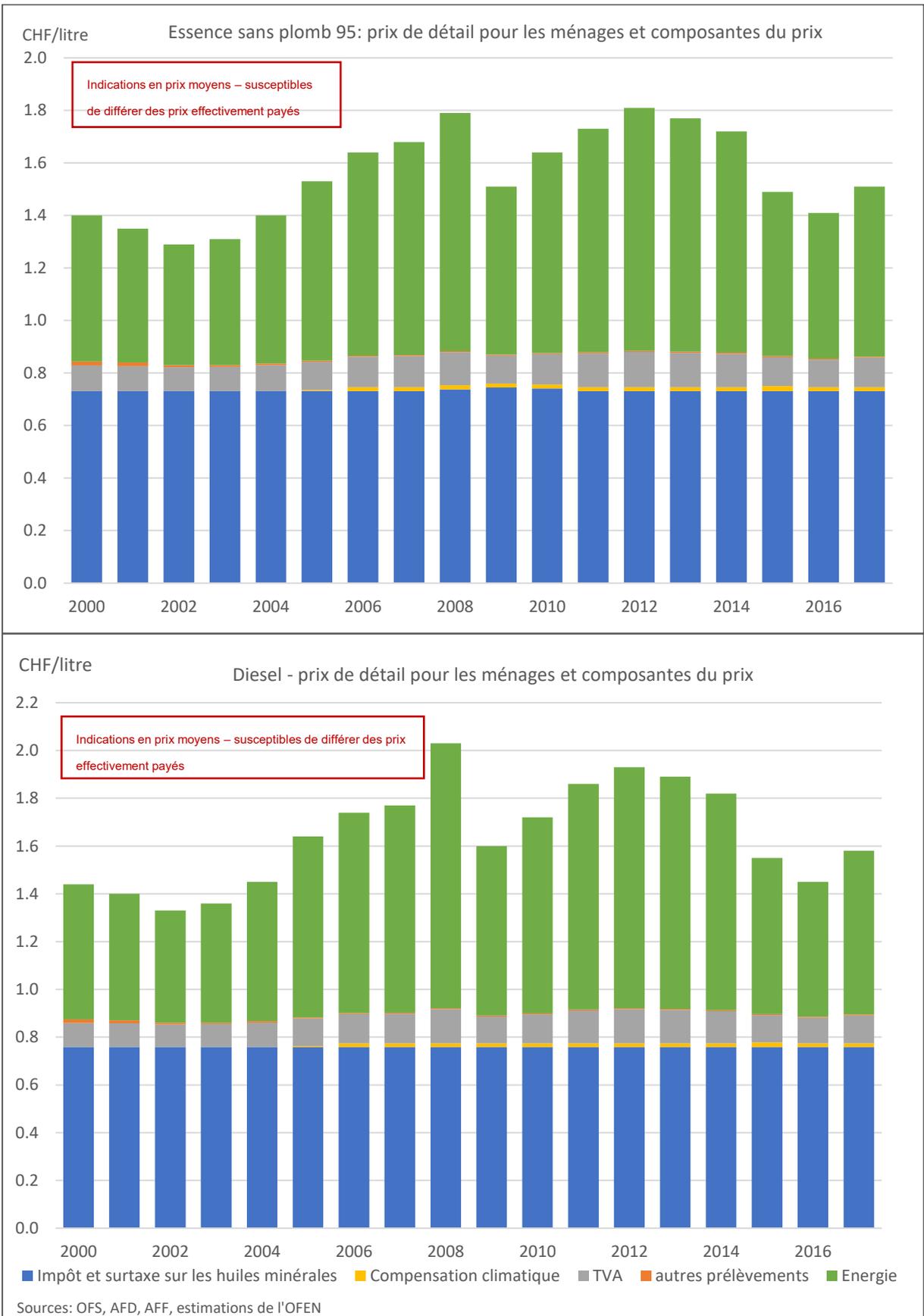


Figure 36 Essence et Diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)

L'évolution des impôts et taxes³⁶ sur les carburants diffère de ceux frappant les combustibles. Cette composante est très stable pour les **carburants** (cf. *figure 36*). Ses légères fluctuations sont principalement dues à la taxe sur la valeur ajoutée, car celle-ci étant intégrée au prix de vente, elle varie au fil du temps avec les fluctuations de prix du produit. S'agissant des **combustibles**, en particulier du mazout (cf. *figure 35*), la taxe sur le CO₂ contribue dorénavant à une part substantielle du prix au consommateur final. Destinée à réduire les émissions de CO₂, elle frappe les combustibles fossiles comme le mazout et le gaz naturel depuis 2008. Elle a été progressivement relevée depuis 2008 parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour les combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Elle était de 84 francs par tonne de CO₂ (22,3 ct./l) en 2017. Aucune taxe CO₂ n'est perçue sur les carburants. Mais les importateurs sont tenus de compenser une partie des émissions causées par les transports. Cette contribution correspondait, selon les estimations de l'OFEN, à environ 1,5 ct./l en 2017. La Suisse s'est engagée auprès de l'AIE à garantir la sécurité de l'approvisionnement en constituant des stocks suffisants à couvrir la consommation intérieure pendant une certaine durée. Une redevance est perçue pour financer la constitution de ces stocks. Elle est prélevée en même temps que la contribution à un fonds de l'Union pétrolière. Ensemble, ces deux taxes totalisaient en 2017 0,415 ct./l pour les carburants et 0,115 ct./l pour le mazout (sources: OFS, 2018c / AFD/DGD, 2018 / AFF, 2018 / OFEN, 2018d).

³⁶ Sont réputés impôts et taxes: la taxe sur la valeur ajoutée, l'impôt sur les huiles minérales, la surtaxe sur les huiles minérales, les obligations de constituer des réserves ordonnées par l'Etat et exécutées par les privés et les taxes perçues aux fins de compenser les émissions de CO₂ causées par les transports.

Champ thématique Emissions de CO₂

La politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées, puisque les trois quarts environ des émissions de gaz à effet de serre générées en Suisse sont causées par l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. La Stratégie énergétique 2050 doit contribuer à réduire la consommation d'énergies fossiles et, ce faisant, les émissions de gaz à effet de serre qui en découlent. Proportionnellement, le gaz à effet de serre le plus important est le dioxyde de carbone (CO₂). Il émane surtout de la combustion des combustibles et carburants fossiles (mazout, gaz naturel, essence, diesel). C'est pourquoi le monitoring annuel observe l'évolution des émissions³⁷ de CO₂ liées à l'énergie par habitant, globalement, par secteurs et en relation à d'autres valeurs. L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre établi chaque année par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), conformément aux directives de la Convention sur les changements climatiques de l'ONU, constitue la principale source pour les indicateurs. Cet inventaire est actualisé au printemps sur la base des données de l'avant-dernière année, raison pour laquelle les données des graphiques suivants couvrent la période jusqu'à et y compris 2016.

Emissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant

En ce qui concerne les émissions de CO₂ liées à l'énergie, la Stratégie énergétique 2050 est axée à long terme sur le scénario «Nouvelle politique énergétique» des Perspectives énergétiques. Selon ce scénario, qui prévoit une politique énergétique et climatique coordonnée sur le plan international, la demande d'énergie finale doit être réduite considérablement et les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant doivent être abaissées au niveau de 1 à 1,5 tonne par habitant à l'horizon 2050. La *figure 37* montre l'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant depuis 2000.

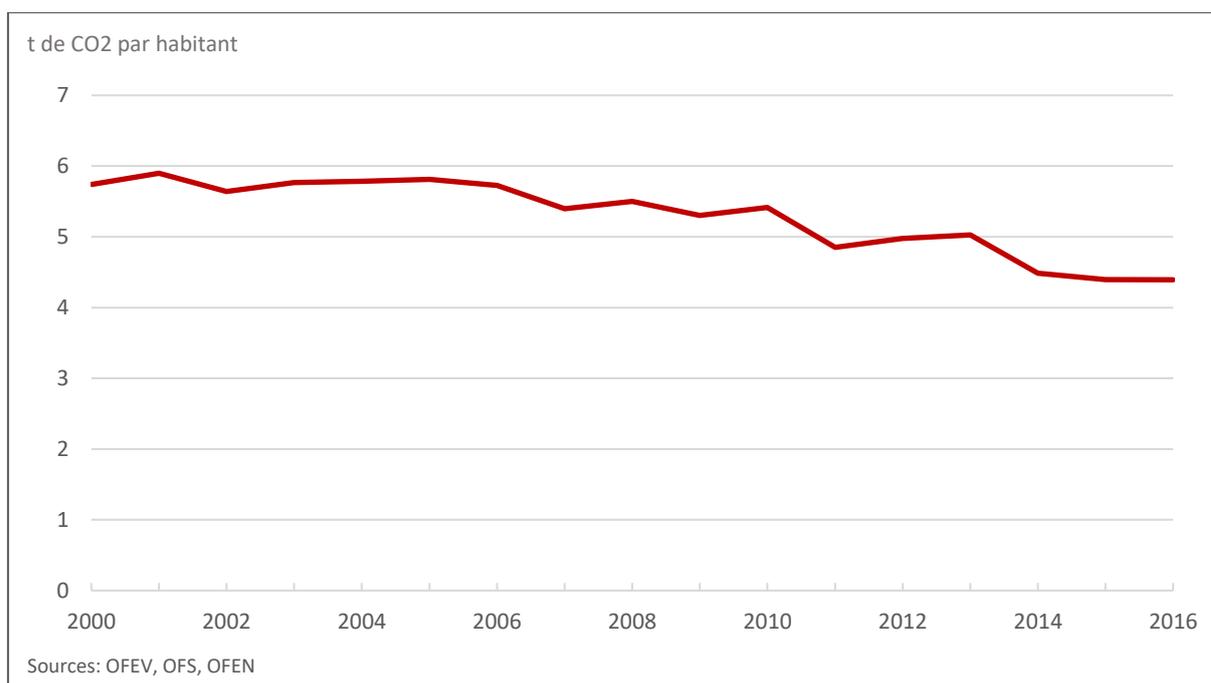


Figure 37 Emissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)

En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis 2000. Comme le volume global d'émissions de CO₂ liées à l'énergie a légèrement baissé depuis 2000 (*cf. la figure suivante*) et que l'effectif de la population n'a cessé d'augmenter pendant la même période, on

³⁷ Valeurs correspondant à la délimitation selon la loi sur le CO₂ (sans le trafic aérien international, y compris la différence statistique) et comprenant les incidences du climat.

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

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

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

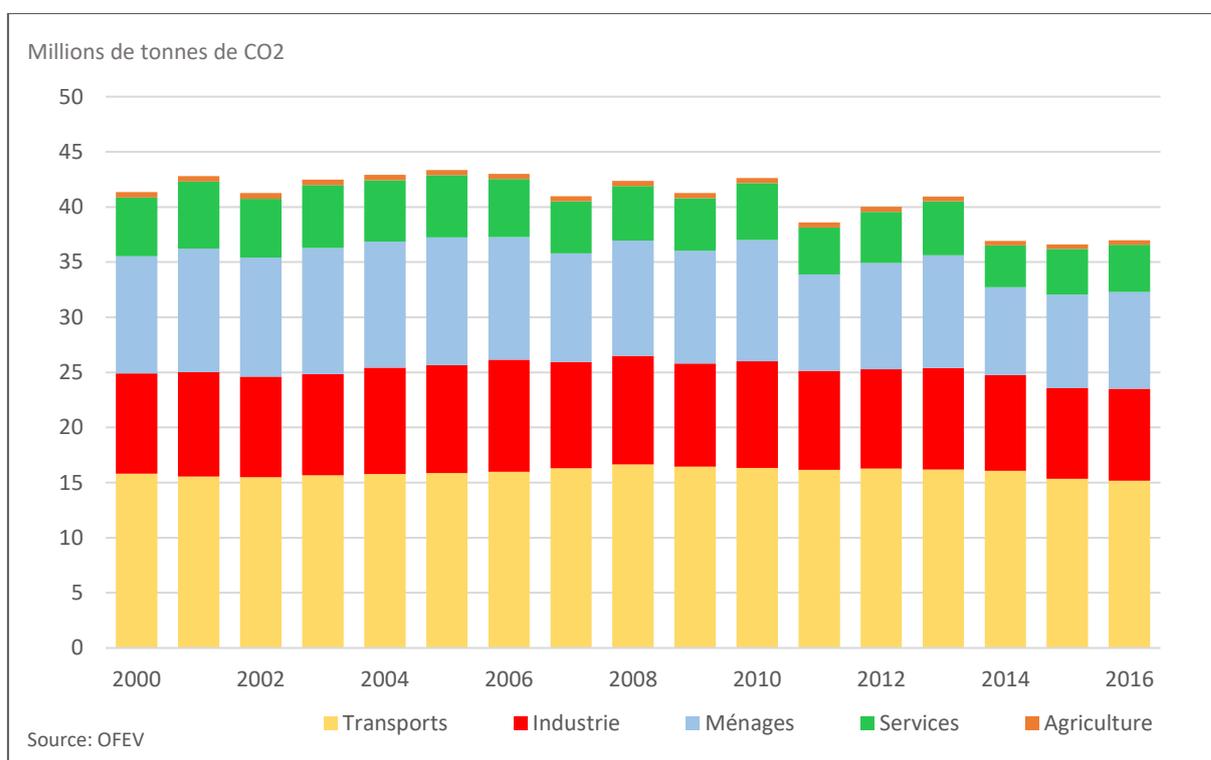


Figure 38 Emissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO₂, sans le trafic aérien international)

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (cf. figure 38) 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 part³⁸. 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 mesures adoptées, des gains d'efficacité et d'une certaine dissociation de la production industrielle et des émissions de CO₂. En outre,

³⁸ 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%).

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'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 (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).

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

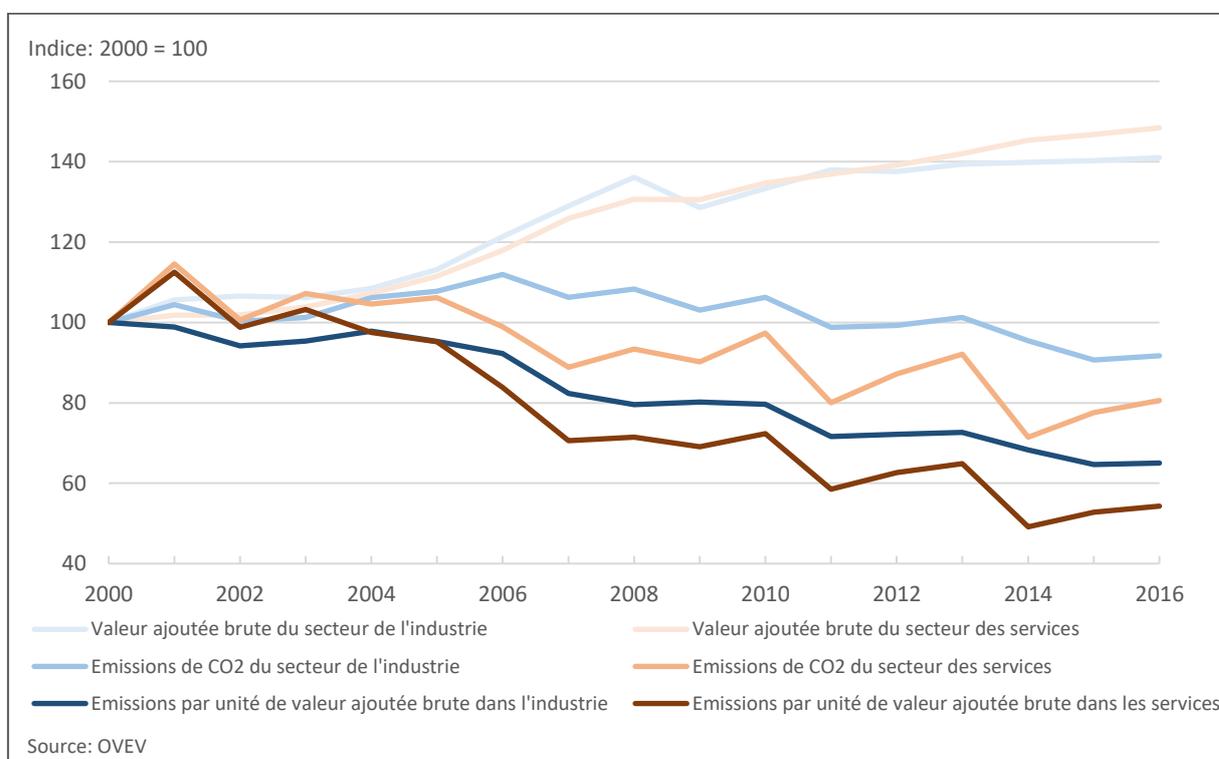


Figure 39 Emissions de CO₂ liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées)

La *figure 39* présente l'évolution indexée des émissions de CO₂ liées à l'énergie dans les secteurs de l'industrie et des services ainsi que sa relation à la valeur ajoutée brute. On observe un découplage croissant de la valeur ajoutée et des émissions de CO₂, tant dans l'industrie que dans les services. Alors que la valeur ajoutée brute a sensiblement augmenté depuis 2000 dans ces deux secteurs, les émissions y ont baissé dans l'un et l'autre, de sorte que la création de valeur actuelle induit nettement moins d'émissions de CO₂ qu'en 2000. La taxe CO₂ sur les combustibles, introduite en 2008 et progressivement relevée depuis lors, devrait notamment avoir apporté une contribution importante à cette évolution. Une évaluation des effets de la taxe CO₂ à ce stade a confirmé cette supposition. Comme nous l'avons déjà

mentionné, les fluctuations annuelles sont principalement causées par les conditions météorologiques et par la conjoncture (sources: OFEV, 2018a / OFS, 2018b / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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

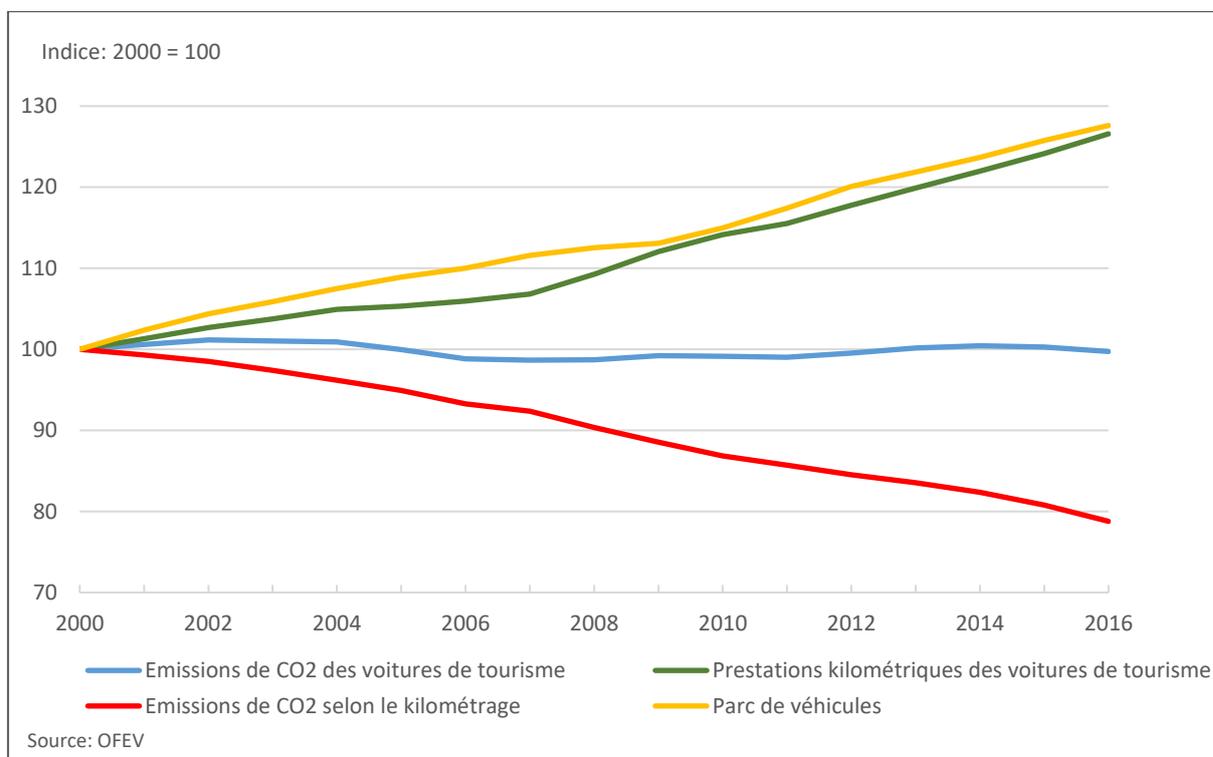


Figure 40 Emissions de CO₂ liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées)

La *figure 40* illustre l'évolution des émissions de CO₂ liées aux voitures de tourisme face à celle du parc de véhicules et des prestations kilométriques (soit l'ensemble des trajets parcourus par toutes les voitures de tourisme, exprimé en millions de véhicules-kilomètres). Le graphique montre que les émissions de CO₂ dues aux voitures de tourisme sont à peu près stables depuis 2000, tandis que le parc de véhicules et les prestations kilométriques ont augmenté pendant la même période. L'amélioration de l'efficacité (moins d'émissions de CO₂ par kilomètre parcouru) n'y est pas étrangère: les émissions par prestations kilométriques ont baissé depuis 2000. Les prescriptions visant les émissions des voitures de tourisme neuves³⁹, le progrès technologique et la propagation de la mobilité électrique (exempte d'émissions directes) contribuent à ce que cette tendance à la baisse se poursuive. En 2016, les émissions totales liées aux voitures de tourisme ont atteint quelque 11,3 millions de tonnes de CO₂, soit presque autant qu'en 2000. L'accroissement du parc de véhicules a donc plus ou moins compensé les gains d'efficacité obtenus. La part des émissions liées au transport des personnes dans le total des émissions dues aux transports est actuellement d'environ trois quarts (source: OFEV, 2018a).

³⁹ A l'instar de l'UE, la Suisse a introduit en juillet 2012 des prescriptions concernant les émissions de CO₂ pour les voitures de tourisme neuves. Les émissions de CO₂ des voitures de tourisme admises à la circulation pour la première fois en Suisse auraient dû être abaissées en moyenne, jusqu'à fin 2015, à 130 grammes de CO₂ par kilomètre. Cet objectif a été manqué et il n'a pas été atteint non plus en 2017. Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, un objectif plus exigeant de 95 grammes de CO₂/km en 2020 a été fixé pour les voitures de tourisme. De plus, nouvellement, un objectif de 147 g de CO₂/km a été défini pour les voitures de livraison et tracteurs à sellette légers à l'horizon 2020.

Autres effets sur l'environnement

La dimension environnementale de l'approvisionnement en énergie est ancrée dans l'art. 89 de la Constitution fédérale et dans l'art. 1 de la loi sur l'énergie, qui visent un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. Les émissions de gaz à effet de serre en général et les émissions de CO₂ liées à l'énergie en particulier sont des indicateurs essentiels pour évaluer les effets sur l'environnement de l'approvisionnement en énergie et de la Stratégie énergétique 2050. En outre, l'approvisionnement en énergie et les mesures prévues par la Stratégie énergétique 2050 entraînent d'autres effets sur l'environnement, par exemple sur les eaux, l'utilisation du sol, la biodiversité ou le paysage. Ces autres aspects environnementaux revêtent de l'importance en particulier parce que la nouvelle loi sur l'énergie donnera la priorité aux énergies renouvelables et de ce fait au développement d'installations correspondantes, sans toutefois assouplir sensiblement les dispositions légales en matière d'environnement et de protection des eaux. Or, les domaines environnementaux mentionnés ne sont souvent pas munis d'indicateurs quantitatifs fiables pour permettre le suivi régulier des effets. Lorsque des indicateurs sont disponibles, rares sont les cas où des références directes à la Stratégie énergétique 2050 sont possibles. Pour les domaines cités, il faut dès lors examiner les effets dans des cas précis ou des projets choisis. A cet effet, il est nécessaire de mener des analyses approfondies qui dépassent le cadre du monitoring annuel. Ces analyses s'insèrent dans le compte-rendu quinquennal qui est prévu.

Champ thématique Recherche et technologie

Il y a lieu de penser que les valeurs indicatives à court terme prévues par la loi sur l'énergie et la Stratégie énergétique 2050 sont réalisables avec les technologies d'ores et déjà disponibles. Mais les objectifs à long terme supposent que les développements technologiques se poursuivent. Pour le promouvoir, le Conseil fédéral et le Parlement ont décidé d'allouer nettement plus de ressources à la recherche énergétique en lançant de nouvelles activités ou en renforçant les activités existantes. 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. Au demeurant, le monitoring mentionne les activités et programmes de recherche courants. Dans le domaine du monitoring technologique, nous résumons enfin les analyses correspondantes (*cf. digression ci-après*). Ce monitoring analyse le potentiel, les coûts et l'impact environnemental des différentes technologies de production d'électricité tout en répondant aux dispositions de la loi sur l'énergie nucléaire, qui prévoit l'obligation de faire rapport sur le développement de la technologie nucléaire⁴⁰.

Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

L'OFEN relève depuis 1977 les dépenses des collectivités publiques en faveur de la recherche énergétique. Les relevés reposent sur des projets financés, en tout ou en partie, par les pouvoirs publics (Confédération, cantons, communes), par le Fonds national suisse de la recherche scientifique (FNS), par l'Agence suisse pour l'encouragement de l'innovation (Innosuisse, anciennement Commission pour la technologie et l'innovation, CTI) ou par la Commission européenne⁴¹. La figure ci-après présente l'évolution de l'ensemble des dépenses des pouvoirs publics pour la recherche énergétique depuis 1990, ventilée selon quatre domaines de recherche qui confèrent sa structure principale à la statistique de la recherche énergétique suisse. Ces fonds sont alloués notamment au domaine des EPF, aux universités et hautes écoles spécialisées, aux établissements de recherche d'importance nationale, aux établissements de recherche non commerciaux hors du domaine des hautes écoles et à l'économie privée.

⁴⁰ Selon la loi sur l'énergie nucléaire, aucune autorisation générale pour la construction de nouvelles centrales nucléaires ne pourra plus être accordée à l'avenir. La loi oblige par contre le Conseil fédéral à rendre compte régulièrement des progrès de la technologie nucléaire.

⁴¹ Ce relevé procède par une recherche sur les banques de données de la Confédération, du FNS et de l'UE, par l'analyse de rapports annuels et d'activité de même que par les autodéclarations des responsables de recherche des établissements concernés. Source: Statistique de la recherche énergétique 2016 (paru en 2018).

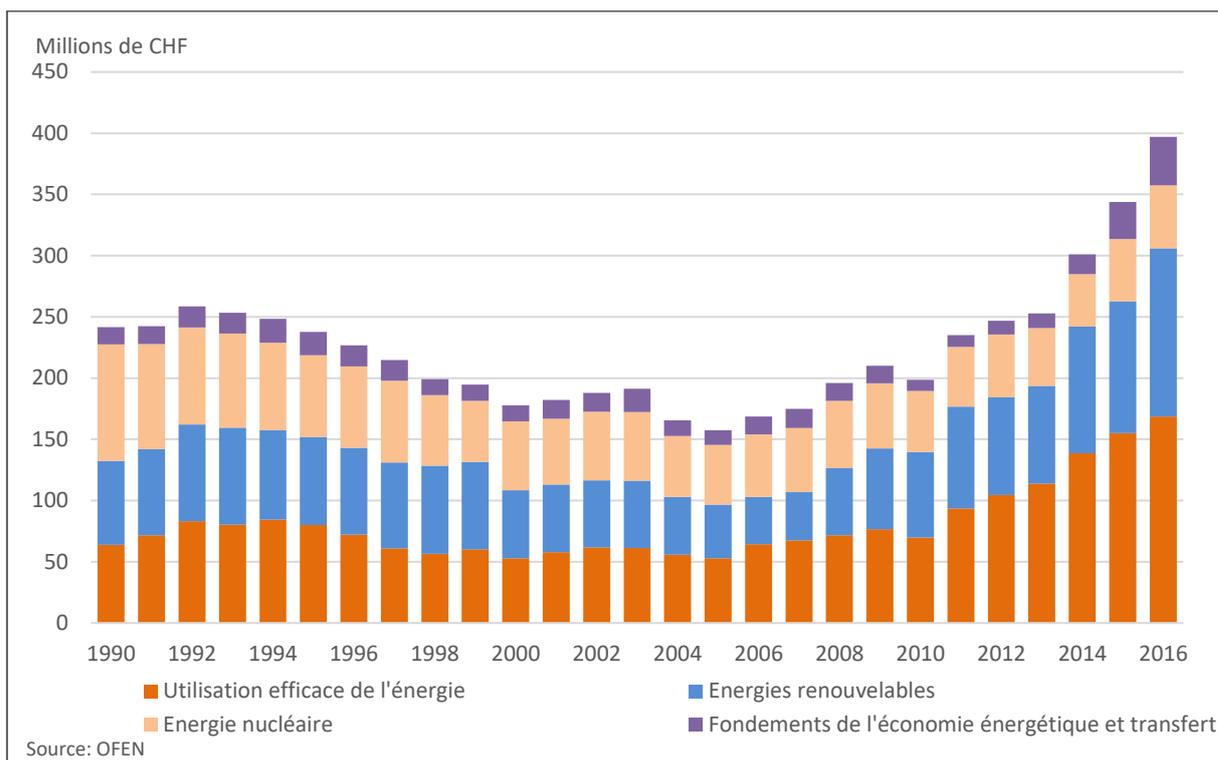


Figure 41 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)⁴²

Depuis 2005, les ressources publiques affectées à la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. figure 41). 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 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, 2018e).

⁴² Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique

Avec le plan d'action «recherche énergétique suisse coordonnée», le Conseil fédéral a lancé en 2012 le développement de huit pôles de compétence interuniversitaires suisses en recherche énergétique ou **SCCER («Swiss Competence Centers for Energy Research»)**. Ces SCCER sont financés et pilotés par un organisme de pilotage d'Innosuisse et du FNS, l'OFEN ayant un statut d'observateur. 72 millions de francs étaient à disposition à cet effet pour la période 2013-2016. Ils couvrent les sept champs d'action suivants: «Efficacité énergétique» (un SCCER pour le domaine du bâtiment et un SCCER pour l'industrie), «Réseaux», «Stockage», «Mise à disposition de courant (géothermie et force hydraulique)», «Economie, environnement, droit, comportement», «Mobilité» et «Biomasse». Le Parlement a voté 139,2 millions de francs pour la deuxième phase (2017-2020) dans le cadre du message FRI. Durant cette deuxième période d'encouragement, les SCCER traitent également l'ensemble de la chaîne de l'innovation, de l'exploration d'approches inédites à la transmission de solution aux forces du marché. L'accent doit toutefois porter sur la mise en œuvre et l'industrialisation: il faut fournir à l'économie davantage de projets parvenus à un haut degré de maturité technologique. A cet effet, chaque SCCER dispose d'un concept de transfert de savoir et de technologie (TST). Depuis la première phase, six projets SCCER interdisciplinaires conjoints sont apparus: les «Joint Activities». Lancées en 2017, elles ont pour but de développer la coopération interdisciplinaire pour renforcer l'impact global. A la fin de 2017, 1263 chercheurs étaient en activité dans les SCCER et les «Joint Activities» encouragées (2016: 1152 chercheurs), dont environ 47% se composaient de doctorants et d'assistants (corps scientifique intermédiaire). En 2017, Innosuisse (CTI) a en outre évalué 91 demandes de projet en lien avec l'énergie dans le cadre de son **programme d'encouragement Energie**. 33 projets représentant une contribution fédérale cumulée de 11,2 millions de francs ont été approuvés (sources: Conseil fédéral, 2012 / Innosuisse (CTI), 2018)).

Le Fonds national suisse de la recherche scientifique a lancé en 2013, sur mandat du Conseil fédéral, **deux programmes nationaux de recherche (PNR) sur des thèmes liés à l'énergie**. Le programme national de recherche «Virage énergétique» (PNR 70) étudie les aspects scientifiques et technologiques qui se présentent dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. Le programme national de recherche «Gérer la consommation d'énergie» (PNR 71) étudie les thématiques sociales, économiques et réglementaires. Il recherche les possibilités d'inciter les acteurs privés et publics à utiliser l'énergie efficacement. Ces deux PNR coopèrent étroitement. Les travaux de recherche courent jusqu'à fin 2018 et un transfert de savoir et de technologie est prévu à leur terme. En juillet 2018, dans le cadre du PNR 71, a paru l'ouvrage «Acceptation de l'énergie renouvelable», qui présente les déterminants de l'acceptation sociale des énergies renouvelables. Ces deux programmes nationaux de recherche disposent respectivement d'une enveloppe financière de 37 millions de francs (PNR 70) et de 8 millions de francs (PNR 71) (source: FNS, 2015).

L'OFEN encourage la recherche énergétique orientée vers les applications. Cette recherche s'inscrit dans le «plan directeur de la recherche énergétique» de la Confédération, qui est remanié tous les quatre ans par la Commission fédérale de la recherche énergétique (CORE) et couvre tant la recherche scientifique que les projets pilotes, les projets de démonstration et les projets phares. En 2016, près de 37,9 millions de francs ont été alloués au total à l'encouragement des projets de recherche et de développement (toutes technologies et tous thèmes confondus, y compris les coûts de transfert et de coordination) ainsi que des projets phares, pilotes et de démonstration. La brochure «Recherche énergétique et innovation», actualisée chaque année, et la liste de projets correspondante fournissent une vue d'ensemble des résultats particulièrement intéressants des programmes de recherche de l'OFEN (source: OFEN, 2018f)⁴³.

La recherche dans le domaine de l'**énergie nucléaire** se poursuit dans des proportions similaires: 51,3 millions de francs ont été versés à des projets de recherche dans ce secteur en 2016, notamment pour garantir que la Suisse dispose à l'avenir également des bases techniques et scientifiques nécessaires pour exploiter les installations nucléaires existantes et pour suivre et évaluer de manière fiable les

⁴³ Des informations supplémentaires sur les différents projets sont disponibles sous: www.energieforschung.ch et www.aramis.admin.ch.

développements technologiques dans le domaine de l'énergie nucléaire. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSP), l'Institut Paul Scherrer (PSI) et l'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL) couvrent respectivement les aspects réglementaires, la recherche sur la fission nucléaire et la recherche sur la fusion nucléaire⁴⁴.

Sur le plan international, la coopération avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE) joue un rôle particulier. La Suisse participe par le truchement de l'OFEN à 22 des 39 programmes de recherche de l'AIE que sont les programmes de coopération technologique ou TCP («Technology Collaboration Programmes»), préalablement appelés «accords de mise en œuvre» («Implementing Agreements»). Au niveau européen, dans la mesure du possible, la Suisse participe activement par le Secrétariat d'Etat à la formation, à la recherche et à l'innovation (SEFRI), aux programmes-cadres de recherche de l'UE. L'OFEN coordonne la recherche énergétique au niveau institutionnel, notamment avec le plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET), les réseaux de l'espace européen de la recherche (ERA-Net), les plateformes technologiques européennes et les initiatives technologiques conjointes (ITC) (OFEN, 2018f).

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

L'OFEN fait régulièrement évaluer les potentiels, les coûts et l'impact environnemental des technologies de production de l'électricité. Les résultats servent de base pour les perspectives énergétiques comme pour le monitoring technologique. Sont également examinées des technologies qui n'entrent pas en ligne de compte pour la production nationale d'électricité mais qui pourraient présenter un intérêt pour les futures importations d'électricité. Elaborée par l'Institut Paul Scherrer (PSI) sur mandat de l'OFEN, l'étude publiée en 2017 est une version actualisée et complétée d'une étude du PSI datant de 2005. L'étude élaborée par le PSI, également menée dans le cadre du Swiss Competence Center for Energy Research - Supply of Electricity (SCCER-SoE) et du Swiss Competence Center for Bioenergy Research (SCCER BIOSWEET), expose les coûts, les potentiels et l'impact environnemental d'aujourd'hui à l'horizon 2050. Elle ne porte pas sur l'interaction des différentes technologies (aspects systémiques) ni sur les coûts externes (coûts de CO₂, p. ex.). Par rapport à l'étude précédente, le cadre de la présente analyse est nettement plus large. Elle porte sur les technologies suivantes: petites et grandes centrales hydroélectriques, éoliennes (onshore et offshore), installations photovoltaïques, transformation de la biomasse en électricité, centrales géothermiques (pétrothermales), centrales houlomotrices ou marémotrices, installations de production électrique solaires thermiques, centrales nucléaires, centrales au gaz naturel ou au charbon et centrales de cogénération au gaz naturel, piles à combustible et autres technologies «novatrices» (gazéification hydrothermale de la biomasse aqueuse, technologies géothermiques non conventionnelles, fusion nucléaire et production de courant thermoélectrique pour une utilisation stationnaire des rejets de chaleur). Concernant les **potentiels**, parmi les énergies renouvelables en Suisse, les installations photovoltaïques présentent le plus grand potentiel de développement pour 2035 et 2050 (l'étude ne tient compte que des installations sur toiture). Mais il faut des mesures appropriées permettant d'intégrer dans le système de grandes quantités de courant photovoltaïque issu d'installations décentralisées à la production irrégulière. Les éoliennes ont également un potentiel de développement substantiel. Il en va de même (à long terme, soit à l'horizon 2050) pour la production d'électricité issue de la géothermie profonde. Cette option est toutefois grevée de grandes incertitudes techniques. La production d'électricité à partir de biomasse peut elle aussi augmenter, notamment grâce à l'exploitation énergétique d'une plus grande partie du lisier généré par l'agriculture. Il existe aussi un potentiel de développement non négligeable dans le domaine de la force hydraulique, mais celui-ci dépend toutefois fortement du contexte économique, politique et sociétal. Concernant les **coûts**, l'étude indique les coûts de revient des installations de production d'électricité recourant à des technologies renouvelables (principalement en Suisse) ainsi que ceux des installations conventionnelles de production d'électricité, construites à moyen terme plutôt dans les pays européens. Tandis que les coûts de la force hydraulique, des centrales électriques

⁴⁴ www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung / www.psi.ch/nes / <https://spc.epfl.ch>

à bois, des installations de biogaz agricoles et de la production d'électricité fossile devraient augmenter d'ici 2050, les coûts de revient du photovoltaïque devraient diminuer de moitié, un peu moins pour l'éolien. Les prix du charbon et du gaz naturel, principaux agents énergétiques pour la production traditionnelle d'électricité, devraient augmenter de moitié environ d'ici 2050. Concernant les **aspects environnementaux**, la production d'électricité des centrales hydrauliques, des centrales nucléaires et des éoliennes génère aujourd'hui le moins d'émissions de gaz à effet de serre, alors que l'électricité produite par les centrales à charbon en occasionne le plus. Les émissions de gaz à effet de serre des centrales à cycle combiné au gaz naturel et des centrales à charbon pourraient être réduites de manière substantielle à l'avenir grâce à la capture du CO₂. En revanche, les émissions issues de la production d'énergie nucléaire et d'énergie fossile sont appelées à augmenter à l'avenir en raison du manque de disponibilité des agents énergétiques que sont l'uranium, le gaz naturel et le charbon. Grâce aux progrès technologiques, on peut s'attendre à une baisse de l'impact environnemental dû à l'électricité issue d'autres sources (source: PSI, 2017).

Champ thématique 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. L'offre ne se relève que lentement de l'effondrement des investissements survenu en 2015 et 2016. 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. Ces valeurs, les plus élevées enregistrées depuis novembre 2014, devraient être favorables aux climat d'investissement. 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 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 s'attend, dans ses prévisions à moyen terme, à ce que la demande globale de gaz naturel augmente de 1,6 pour cent par an en moyenne et qu'elle atteigne environ 4100 milliards de mètres cubes en 2023. Selon ces informations, la Chine sera dès 2019 le plus grand importateur de gaz naturel au monde et elle contribuera ces cinq prochaines années pour 37 pour cent à la croissance de la demande globale. Du côté de l'offre, les Etats-Unis (dès 2017 le premier producteur de gaz naturel) contribuent le plus à la croissance et ils continueront d'augmenter fortement tant leur production que leurs exportations. Le gaz naturel liquéfié (GNL) revendiquera une part croissante dans le commerce global de gaz (de près d'un tiers en 2017 à presque 40 pour cent 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. Il s'agit de la plus forte progression depuis 2010. La demande a crû de 3,2 pour cent pour s'établir à 3757 milliards de mètres cubes, prolongeant ainsi son augmentation continue depuis 2009. 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)⁴⁵. Au premier trimestre 2018, par rapport à la même période de l'année précédente, les prix spot ont augmenté de dix pour cent pour atteindre 20,5 euros/MWh sur le marché européen (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. Son niveau, de 7549 millions de

⁴⁵ Platts, Quarterly Report on European gas markets, 1er trimestre 2018.

tonnes en 2017, était cependant encore inférieur de 426 millions de tonnes à la production record de 2013. La production chinoise de charbon a progressé de 3,3 pour cent en 2017, après avoir baissé les 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 (p. ex. 4,4 pour cent en Inde et 0,4 pour cent en Chine). La Chine représentant toujours 53 pour cent de la demande globale et 44 pour cent de la production globale de charbon, elle est aussi le plus grand importateur de charbon à l'échelle mondiale. En 2017, la consommation de charbon des pays de l'OCDE était en 2017 de 24,4 pour cent inférieure à celle de 2007 (l'année record pour ces pays). Le recul marqué de la demande de charbon en Europe, de 8,1 pour cent, est principalement dû à la baisse de moitié de la demande en Grande-Bretagne. D'ici à 2025, ce pays entend fermer toutes ses centrales à charbon en appliquant un prix minimum pour le CO₂. L'Allemagne et la Pologne demeurent les deux principaux consommateurs de charbon en Europe (plus de la moitié de la demande). En juin 2018, l'Allemagne a institué la Commission « Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung » (« croissance, changement structurel et emploi »), qui doit notamment soumettre à la fin de cette année des mesures visant à réduire progressivement la conversion du charbon en électricité et à y mettre un terme. 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 niveau depuis 2012⁴⁶. Vu la progression des prix du charbon et la relative stagnation des prix du gaz, l'avantage concurrentiel du gaz sur le charbon a augmenté. S'agissant de la production électrique en Europe, cette évolution est renforcée par la hausse du prix des certificats d'émissions (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 (SEQE) était d'environ cinq euros par tonne d'équivalent de CO₂ (tCO₂e), il a grimpé entre la mi-2017 et septembre 2018 pour atteindre momentanément plus de 25 euros/tCO₂e. Depuis lors, il a à nouveau baissé⁴⁷. Cette hausse des prix pourrait s'expliquer par le comportement des participants au marché, car ils ont anticipé les dispositions relatives à la réserve de stabilité du marché (RSM), qui entrera en vigueur en 2019 pour réduire l'offre de certificats d'émission aujourd'hui excédentaire. Le président français s'emploie actuellement à favoriser l'introduction d'un prix minimum du CO₂ à l'échelle européenne. Les Pays-Bas prévoient également d'introduire un tel prix.

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. Aux Etats-Unis, le charbon a perdu en 2016 sa première place dans la production électrique : 121 TWh d'électricité issue du charbon ont été remplacés par le gaz (47 TWh) et par les énergies renouvelables (71 TWh), ce qui correspond à une réduction de la demande totale de charbon de 7,5 pour cent. En 2017, dans l'UE des 28, l'offre d'électricité a baissé de 0,7 pour cent par rapport à l'année précédente⁴⁸. 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 environ 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, 2017 / OCDE/AIE, 2018f / UE, 2018).

⁴⁶ Argus Gas Connection.

⁴⁷ EEX.

⁴⁸ Eurostat.

Evolutions dans l'UE

Evolution par rapport aux objectifs pour 2020

L'UE s'est fixé à l'horizon 2020, dans des documents stratégiques et juridiques, des objectifs quantitatifs pour les domaines suivants: émissions de gaz à effet de serre, énergies renouvelables et efficacité énergétique. Le degré de réalisation des objectifs se présente comme suit (source: Eurostat 2018):

- **Emissions de gaz à effet de serre:** au niveau de l'Union, l'objectif contraignant est une réduction de 20% d'ici à 2020 par rapport au niveau de 1990. Selon Eurostat, l'UE dépassera probablement son objectif de 2020: en 2016, les émissions de gaz à effet de serre (y compris les émissions du trafic aérien international et les émissions indirectes) étaient de 22,4% inférieures à celles de 1990. Tous les secteurs importants ont contribué à la réduction, les seules exceptions étant le secteur des transports et le trafic aérien international. En 2016, les émissions des transports ont augmenté pour la troisième fois consécutive, tandis que celles du trafic aérien international croissent plus ou moins continuellement depuis 1990.
- **Energies renouvelables:** d'ici à 2020, 20% de l'énergie totale consommée dans l'UE doivent provenir de sources renouvelables. Cet objectif à l'échelle de l'Union est contraignant. Il a été complété par des objectifs, également contraignants, applicables aux divers Etats membres. En outre, pour le secteur des transports, un objectif UE sectoriel a été décidé: la part des énergies renouvelables doit atteindre 10% en 2020. De fait, la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale n'a cessé de progresser dans l'UE: si elle était encore de 9% en 2005, elle se situait à 17% en 2016. Pourtant, une croissance plus forte est nécessaire pour atteindre l'objectif de 2020. Dans le secteur de l'électricité, la part des énergies renouvelables était de 29,6% en 2016, contre 19,1% dans le secteur de la chaleur et du froid et 7,1% dans le secteur des transports.
- **Efficacité énergétique:** l'UE s'est donné l'objectif non contraignant d'améliorer l'efficacité énergétique de 20% d'ici à 2020, par rapport à la consommation énergétique prévue pour 2020 selon un scénario de continuité. En 2016, la consommation énergétique de l'UE était de 16,7% inférieure à celle du scénario de continuité. On observe clairement une amélioration de l'efficacité énergétique par rapport à la décennie 2001-2010. Toutefois, il n'est pas encore certain que l'objectif de 2020 soit réalisé. L'expérience illustre bien cette situation: en 2015, l'UE avait temporairement réalisé son objectif de 2020, pour s'en éloigner de nouveau par la suite.

Valeurs de référence de la politique climatique et énergétique à l'horizon 2030

L'UE convient au niveau politique, en octobre 2014 déjà, d'objectifs dans le domaine de la politique climatique et énergétique jusqu'en 2030, notamment d'une réduction contraignante des émissions de gaz à effet de serre de l'UE de 40 % (dans la zone UE) par rapport à 1990. Les objectifs dans les domaines des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique ont été partiellement adaptés dans le cadre des délibérations sur le «Clean Energy Package» (cf. ci-après) (source: Conseil européen, 2014).

En 2011, l'UE avait aussi publié une feuille de route en vue de la réduction des émissions jusqu'en 2050. D'ici à 2050, selon ce document, l'UE devait réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 80% par rapport à leur niveau de 1990. Actuellement, l'UE travaille à ses objectifs pour l'après-2020. Les objectifs pour 2030 font notamment l'objet de délibérations (cf. ci-dessus et le sous-chapitre *Clean Energy Package, infrastructures et politique climatique*). De plus, la Commission entend présenter ces prochains mois une nouvelle stratégie à long terme, au-delà de 2030, pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cette nouvelle stratégie remplacerait l'actuelle feuille de route 2050.

Union de l'énergie

Les chefs d'Etat et de gouvernement de l'UE ont donné en mars 2015 le coup d'envoi à la création d'une « Union de l'énergie ». Ils ont ainsi soutenu une idée de la Commission, qui poursuit ce projet depuis lors. L'Union de l'énergie vise à regrouper conceptuellement tous les domaines de la politique énergétique de l'UE. Elle constitue une stratégie cadre comportant cinq dimensions : la sécurité énergétique, le marché intérieur de l'énergie, l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de gaz à effets de serre/décarbonisation et la recherche, innovation et compétitivité. Depuis novembre 2015, la Commission présente chaque année un rapport sur l'état de l'Union de l'énergie. Par le nouveau règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie (cf. ci-après), qui entrera probablement en vigueur en 2019, l'UE ancre l'Union de l'énergie également sur le plan juridique (source: COM(2017) 688 final).

Mise en oeuvre des «Network Codes»

Depuis 2015 plusieurs «Network Codes» ou Guidelines dans le domaine de l'électricité sont entrés en vigueur sous la forme de règlements d'application de la Commission européenne. Le mandat d'introduire des Network Codes découle de l'ordonnance actuelle sur le marché intérieur de l'électricité. Les Network Codes règlent les questions transfrontalières dans le domaine des échanges d'électricité et de l'exploitation du réseau de transport. Un exemple constitue l'introduction de règles pour le couplage des marchés entre les pays membres de l'UE : grâce à des « enchères implicites » le couplage des marchés réunit dans le marché à court terme les activités commerciales auparavant séparées de l'attribution de la capacité de transfert et de l'échange d'électricité dans un marché intégré de l'électricité. Avec les Network Codes de nombreuses nouvelles plates-formes de négoce pour différents produits électriques sont créées. Les réglementations concernant l'attribution des capacités et la gestion de la congestion⁴⁹, celles concernant l'attribution des capacités à long terme⁵⁰ et celles concernant l'équilibrage du réseau dans le système d'approvisionnement en électricité⁵¹ sont particulièrement importantes pour l'échange d'électricité aux frontières suisses. Ces réglementations excluent explicitement la Suisse des nouvelles plates-formes de négoce, tant qu'un accord sur l'électricité avec l'UE n'est pas signé. Cette exclusion a des conséquences en Suisse pas seulement sur le commerce mais aussi sur l'exploitation du réseau de transport: notamment depuis l'introduction du couplage des marchés fondé sur les flux pour le marché day-ahead une augmentation des flux de bouclage à travers la Suisse entre l'Allemagne et la France a été enregistrée. Il faut noter que la régulation concernant l'équilibrage du réseau de Suisse prévoit une participation aux plates-formes planifiées pour l'échange d'énergie de réglage, dans le cas où l'exclusion de la Suisse pourrait conduire à des flux physiques non planifiés à travers la Suisse, qui compromettent la sécurité du système dans la région. La Commission européenne n'a pas encore pris de décision concernant la participation de la Suisse.

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 :

⁴⁹ Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

⁵⁰ Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

⁵¹ Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

- **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. Ainsi, les consommateurs doivent participer à la transformation des marchés de l'énergie grâce à l'amélioration de l'information, à la suppression des entraves à la concurrence et aux nouvelles possibilités de produire et de commercialiser soi-même le potentiel de flexibilité. La question se pose, par exemple, de savoir si et à quelles conditions les gestionnaires de réseau peuvent détenir et exploiter des installations de stockage de l'énergie. 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. La révision a pour but de flexibiliser davantage le marché de l'électricité (injection des énergies renouvelables, stockage, maîtrise de la demande en énergie) et des analyses européennes sur la sécurité d'approvisionnement. En outre, les principes d'un marché transfrontalier de l'électricité sont fixés: le négoce à court terme doit être en particulier développé, tandis que les capacités frontalières à la disposition du marché doivent être augmentées. Les réseaux de distribution revêtent un rôle plus important en raison de la production décentralisée de l'électricité. C'est pourquoi l'UE entend créer une entité pour les DSO (« Distribution System Operator ») pour représenter les gestionnaires des réseaux de distribution au niveau de l'UE. Cette entité DSO est notamment censée contribuer à intégrer les énergies renouvelables et à numériser les réseaux électriques, tout en participant à l'élaboration des codes de réseau pour les gestionnaires des réseaux de distribution approuvés ensuite par la Commission comme des actes juridiques délégués. Au niveau du réseau de transport, des coordinateurs de sécurité régionaux (CSR) sont notamment évalués. D'autres éléments concernent entre autres les codes de réseau, la conception des zones d'offre d'électricité, les évaluations d'adéquation (modélisations visant la sécurité d'approvisionnement) et règles pour les marchés des capacités. 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 intérieur de l'électricité de l'UE est d'importance pour la Suisse, au premier chef en raison de l'étroite interconnexion des marchés électriques de la Suisse et de l'UE, qui est entretenue depuis des dizaines d'années, et de l'intention de part et d'autre de garantir juridiquement l'accès réciproque au marché grâce à un accord sur l'électricité. Si l'UE parvient à renforcer et à flexibiliser le marché européen de l'électricité, à garantir la sécurité de l'approvisionnement et à contenir les dispositions nationales isolées qui perturbent le bon fonctionnement du marché, la Suisse bénéficiera aussi des prix plus bas (que pour des marchés moins intégrés), des conditions-cadre stables et de la sécurité d'approvisionnement accrue qui en résulteront. Mais l'existence d'un accord sur l'électricité déterminera également si et dans quelle mesure la Suisse profitera de ces retombées positives. Du point de vue de la Suisse, la conception du futur marché de l'électricité de l'UE suscite des questions, par exemple quant au traitement des Etats tiers qui n'ont pas signé avec l'UE un accord sur l'accès à son marché intérieur de l'électricité.
- **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. Sans accord sur l'électricité, la contribution de la Suisse à l'ACER reste limitée.
- **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. Le Conseil et le Parlement doivent encore entériner formellement ce compromis avant qu'il ne puisse entrer

en vigueur, probablement en 2019. 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. Les Etats membres sont tenus de fournir leur contribution nationale à la réalisation de cet objectif. Le mécanisme visant à fixer les contributions respectives des membres et à surveiller la réalisation des objectifs fera l'objet d'un règlement séparé sur la gouvernance de l'Union de l'énergie (*cf. ci-dessous*). La directive contient notamment des dispositions visant la promotion, la production propre et l'autoconsommation d'énergie, le marché de la chaleur, les garanties d'origine (GO) et les critères de durabilité concernant la bioénergie. Elle encourage aussi les Etats membres à ouvrir leurs systèmes de promotion au-delà de leurs frontières. 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. Sans accord sur l'électricité, la Suisse serait exclue du commerce des GO, puisque le « Clean Energy Package » n'accepte plus que des GO de pays tiers ayant un accord. Jusqu'à présent, les états membres peuvent décider de façon autonome, quelles GO de pays tiers ils acceptent.
- **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 cyber-attaques ou de pénuries de combustible. La Commission souhaite adapter le cadre législatif à ces crises, dont les effets se déploient au-delà des frontières. On prévoit des plans de préparation aux risques nationaux coordonnés sur le plan régional et à l'échelle de l'UE. En outre, les échanges d'informations en cas de crise doivent être améliorés. 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. Actuellement, la Suisse ne peut participer aux discussions sur la sécurité régionale de l'approvisionnement que parallèlement aux développements de l'UE, dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie, sans pouvoir faire valoir quelque droit. En février 2018, le deuxième rapport conjoint des gestionnaires de réseau de transport du Forum pentalatéral de l'énergie sur la sécurité régionale de l'approvisionnement en électricité était publié (*cf. champ thématique Sécurité de l'approvisionnement*).
- **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. Ledit règlement couvre en particulier le regroupement, dans des plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat pour la période 2021-2030, d'une large part des obligations actuelles des Etats membres quant aux rapports, à la planification et au suivi. Les Etats membres doivent fixer dans ces plans leurs objectifs nationaux, leurs politiques et leurs mesures selon les cinq dimensions de l'Union de l'énergie. Grâce à un mécanisme de surveillance, la gouvernance doit garantir la réalisation des objectifs climatiques et énergétiques à l'horizon 2030 décidés au niveau de l'UE. Elle fournit à la Commission certaines compétences l'habilitant à surveiller la réalisation des objectifs. 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).

Soucieux d'assurer suffisamment la sécurité de l'approvisionnement en électricité dans le marché «energy only» (EOM), plusieurs Etats membres de l'UE ont introduit diverses formes de mécanismes de capacité. Dans l'UE, on entend par mécanisme de capacité un dispositif par lequel les producteurs d'électricité et les autres fournisseurs de capacité tels les prestataires de gestion de la charge, reçoivent une rémunération pour se tenir à disposition en cas de besoin. Mais la propagation de tels mécanismes nationaux a suscité la critique au sein de l'UE. C'est pourquoi la Commission européenne a présenté en 2016 le rapport final sur son enquête sectorielle des mécanismes de capacité. Elle y montre que les mécanismes de capacité ont pour effet de distordre la concurrence, qu'ils menacent les objectifs de décarbonisation et qu'ils peuvent pousser le prix de la sécurité d'approvisionnement à la hausse. La Commission a clairement établi que le soutien public aux fournisseurs de capacité représente fondamentalement des aides étatiques qui devraient, à ce titre, respecter les dispositions de l'UE sur les aides publiques. En appliquant les règles relatives aux aides d'Etat, la Commission entend garantir que les Etats membres n'introduisent des mécanismes de capacité que s'ils s'avèrent nécessaires. Aux yeux de l'UE, les mécanismes de capacité nationaux ne sauraient conduire à ce que le marché intérieur de l'UE récemment constitué ne se désagrège en marchés nationaux, les consommateurs devant en supporter les coûts tandis que les objectifs climatiques seraient menacés. Outre son enquête sectorielle, la Commission a proposé, par le paquet de mesures «Une énergie propre pour tous les Européens», de meilleures règles pour les marchés de capacité sur le marché intérieur de l'UE. Ces propositions font partie du règlement sur le marché intérieur de l'électricité et font encore l'objet de délibérations (source: C(2016) 2107 final).

Sécurité de l'approvisionnement en énergie et infrastructures

Le 16 janvier 2016, afin de concrétiser sa stratégie visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement en énergie⁵², la Commission a présenté un ensemble de mesures pour garantir la sécurité de l'approvisionnement. Les composants essentiels de ce paquet sont les suivants:

- **Révision du règlement concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel:** eu égard à sa dépendance envers ses fournisseurs de pays tiers, l'UE entend être mieux parée sur ses marchés pour faire face à d'éventuelles perturbations de l'approvisionnement en gaz. Les éléments essentiels du nouveau règlement sont le principe de solidarité, en vertu duquel les Etats membres voisins se soutiennent mutuellement en cas de crise grave afin d'assurer l'approvisionnement énergétique des ménages et des principaux services sociaux, une coopération régionale plus étroite et une transparence accrue par l'obligation faite aux entreprises gazières d'annoncer leurs contrats à long terme qui revêtent une importance pour la sécurité de l'approvisionnement. Le règlement révisé est entré en vigueur le 1^{er} novembre 2017⁵³. La Suisse, qui est un pays de transit du gaz, n'a pas encore décidé si ni comment elle pourrait s'intégrer dans le mécanisme de crise de l'UE et la coopération régionale. Cependant, la Suisse continuera de participer aux séances du Groupe de coordination pour le gaz institué par l'UE après la crise du gaz de 2009 entre la Russie et l'Ukraine et auxquelles elle est invitée de cas en cas depuis 2013 (*cf. chapitre Sécurité de l'approvisionnement en gaz*).
- **Révision de la procédure décisionnelle pour les conventions intergouvernementales concernant le domaine de l'énergie:** la Commission entend garantir, par des examens préalables, que les accords intergouvernementaux passés par les Etats membres de l'UE avec des pays tiers et qui pré-

⁵² En 2014, réagissant à sa forte dépendance des importations et face à l'environnement géopolitique qui prévalait alors (conflit Ukraine-Russie), l'UE a élaboré une stratégie complète afin de renforcer la sécurité de son approvisionnement en énergie. Dans ce contexte, l'approvisionnement en gaz naturel des différents pays européens a fait l'objet d'une vaste évaluation des risques en cas de crise («stress tests»). La Suisse y a participé (OFEN, 2014). La stratégie de l'UE a été intégrée en 2015 dans la dimension Sécurité énergétique de l'Union de l'énergie.

⁵³ Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010.

sentent de l'intérêt pour la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'UE soient plus transparent et en tous points compatibles avec le droit de l'UE. La Russie est principalement visée ici. Un tel examen préalable est notamment obligatoire dans les domaines du gaz et du pétrole. Le projet est entré en vigueur le 2 mai 2017⁵⁴. A ce stade, la Suisse n'en a pas été notablement touchée.

La Commission a en outre proposé le 8 novembre 2017 une modification de la **directive sur le marché gazier**, qui date de 2009, afin d'améliorer le fonctionnement du marché intérieur de l'énergie et d'obtenir une plus forte solidarité entre les Etats. Selon les informations de la Commission, l'objectif de la modification est de préciser et d'indiquer clairement que les principes essentiels de la législation de l'UE dans le domaine de l'énergie (accès de tiers au réseau, règles de tarification, dissociation des structures de propriété et transparence) s'appliqueront à tous les gazoducs à destination et en provenance de pays tiers jusqu'à la limite du territoire de l'UE. La proposition de la Commission est liée au projet controversé de gazoduc dans la mer Baltique, «Nord Stream 2», qui devrait transporter du gaz naturel russe vers l'Allemagne en traversant la mer Baltique, parallèlement à l'actuel gazoduc «Nord Stream 1». Le processus législatif concernant cette directive est actuellement bloqué. Le Parlement soutient l'orientation de la Commission, tandis que le Conseil n'est pas parvenu à un accord jusqu'ici. Si les délibérations reprenaient, la Suisse devrait examiner si elle est concernée.

(Sources : COM, 2016 / COM, 2017a)

S'agissant du domaine des **infrastructures**, la Commission a publié, le 24 novembre 2017, deux documents notables. Dans sa communication intitulée *Renforcer les réseaux énergétiques de l'Europe*, elle informe sur l'objectif supérieur, prescrit à l'horizon 2030, d'un taux d'interconnexion de 15 pour cent (l'UE avait fixé un taux d'au moins dix pour cent pour 2020⁵⁵). Cet objectif signifie que chaque Etat membre devrait prévoir des lignes électriques de manière à ce qu'au moins 15 pour cent de l'électricité produite dans ses centrales électriques puissent être transférés par-delà ses frontières dans les pays voisins. La Commission propose de mettre en œuvre cet objectif d'interconnexion par une série de nouveaux seuils plus spécifiques permettant de déterminer où le développement des capacités de raccordement est urgent. La Suisse, qui est particulièrement bien interconnectée avec ses pays voisins en comparaison européenne, remplit tous ces critères selon la communication visée. La principale action de l'UE pour réaliser ses objectifs d'interconnexion consiste à mettre en œuvre les *projets d'intérêt commun (PIC)*. La Commission a publié la troisième liste de ce genre également en date du 24 novembre 2017. Tous les projets figurant dans cette liste bénéficient d'une procédure d'octroi des autorisations accélérée et de meilleures conditions juridiques. Certains projets peuvent obtenir un soutien financier de l'UE. La Commission signale que, pour tous les nouveaux projets développés pour réaliser l'objectif, la décision définitive portant sur une nouvelle infrastructure devrait se prendre sur la base d'une analyse coûts-utilité approfondie. Il ne faudrait planifier que des raccordements dont il est prouvé que les avantages potentiels excèdent les coûts. L'actuelle liste PIC comprend des projets transfrontaliers qui concernent le territoire suisse. Dans le domaine de l'électricité, deux projets visent un meilleur raccordement entre la Suisse et l'Italie tandis que, dans le domaine du gaz, le gazoduc de transit de l'Allemagne respectivement de la France par la Suisse vers l'Italie, qui permet l'inversion du sens des flux (sources: COM(2017) 718 final / COM, 2017c).

Politique climatique, mobilité et efficacité énergétique

Comme mentionné ci-dessus, l'UE s'est fixé de nouveaux objectifs pour la période 2021-2030 afin de réduire les émissions. A cet effet, l'instrument essentiel dans le cadre de sa **politique climatique est le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE**, qui a été révisé. La directive correspondante (UE) 2003/87 concernant le SEQE de l'UE pour la période 2021-2030 est entré en vigueur le 8 avril

⁵⁴ Décision (EU) 2017/684 du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2017 établissant un mécanisme d'échange d'informations en ce qui concerne les accords intergouvernementaux et les instruments non contraignants conclus entre des Etats membres et des pays tiers dans le domaine de l'énergie, et abrogeant la décision n° 994/2012/UE.

⁵⁵ En novembre 2017, l'UE estime que 17 des 28 Etats membres ont déjà atteint l'objectif de 10% ou qu'ils sont en bonne voie pour l'atteindre jusqu'en 2020.

2018. (Modifications selon la directive (UE) 2018/410). Les nouveautés doivent permettre d'atteindre d'ici à 2030 une réduction des émissions de 43% par rapport à 2005 dans les secteurs économiques couverts par le SEQE de l'UE. Les principales modifications visent la réduction annuelle de la quantité disponible de droits d'émission (2,2 pour cent contre 1,74 pour cent actuellement), la mise à jour et la dynamisation des règles visant l'attribution gratuite de certificats d'émissions et une exclusion des certificats internationaux de réduction des émissions. En outre, la réserve de stabilité du marché (RSM) doit être renforcée en doublant jusqu'à 2023 le nombre initialement prévu de droits d'émission susceptibles d'y être transférés dans le cadre d'un mécanisme basé sur les quantités. Le développement à venir du SEQE est aussi d'importance pour la Suisse, qui entend relier son système d'échange de quotas d'émissions avec celui de l'UE. Au début de décembre 2017, le Conseil fédéral a soumis au Parlement son message concernant l'approbation de l'accord entre la Suisse et l'Union européenne sur le couplage de leurs systèmes d'échange de quotas d'émission et sa mise en oeuvre. Les délibérations sont en cours depuis 2018. L'UE a déjà accepté le couplage (sources: COM, 2017b / Conseil fédéral, 2017b).

Dans le domaine de la **mobilité**, la Commission a présenté en 2017 et 2018 trois grands trains de mesures, parmi lesquels, en date du 8 novembre 2017, la proposition de règlement établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures de tourisme neuves et pour les véhicules utilitaires légers neufs, qui contient de nouveaux objectifs de réduction des émissions de CO₂ pour les véhicules et doivent entrer en vigueur à partir de 2025 respectivement 2030. Selon cette proposition, les émissions moyennes de CO₂ des voitures de tourisme et des véhicules utilitaires légers immatriculés en 2025 respectivement en 2030 dans l'UE devront être 15 à 30 pour cent inférieures aux valeurs de 2021. Le Parlement européen s'est prononcé début octobre 2018 en faveur d'une réduction de 40% d'ici à 2030, un objectif intermédiaire de 20% étant fixé à l'horizon 2025. Des objectifs similaires devront s'appliquer aux nouveaux véhicules utilitaires légers. Actuellement, le Conseil des ministres de l'environnement veut aller moins loin. Les propositions font à présent l'objet d'un trilogue entre la Commission, le Parlement et le Conseil. En Suisse, dans le cadre de la révision totale de la loi sur le CO₂, le Conseil fédéral a proposé, d'élaborer à l'attention de l'Assemblée fédérale en temps voulu, dès que l'état des travaux de l'UE le permettra, des objectifs plus contraignants pour les véhicules à partir de 2024. Jusqu'en 2024, des valeurs cibles de 95 grammes de CO₂ par kilomètre pour les voitures de tourisme et de 147 grammes de CO₂ par kilomètre pour les véhicules utilitaires légers s'appliqueront (source: COM(2017) 676 final / Conseil fédéral 2017a).

En ce qui concerne l'**efficacité énergétique** des appareils, le Parlement européen et le Conseil se sont entendus le 21 mars 2017 sur un **règlement-cadre d'étiquetage de la consommation énergétique (étiquette-énergie)** en se fondant sur une proposition soumise en 2015 par la Commission. Les principales modifications sont un retour dans un délai déterminé à l'échelle de A à G, qui est claire, au détriment des indications de A+ à A+++ , qui engendrent la confusion, et l'introduction d'une banque de données sur les produits. Ce règlement est entré en vigueur au 1^{er} août 2017⁵⁶.

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

⁵⁶ Règlement (UE) 2017/1369 du Parlement européen et du Conseil du 4 juillet 2017 établissant un cadre pour l'étiquetage énergétique et abrogeant la directive 2010/30/UE.

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 1^{er} 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 1^{er} décembre 2017, le projet de révision totale de la loi sur le CO₂, qui fait actuellement l'objet des délibérations parlementaires (sources: Conseil fédéral, 2017a).

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

Les **négociations 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. Un groupe de travail « énergie », qui doit se réunir une fois l'an, a été institué avec la Chine. Ses principaux thèmes sont l'énergie hydraulique, les réseaux, les batteries et l'énergie solaire. Quant à la déclaration d'intention avec le Maroc, elle a été conclue durant un voyage effectué en juin 2018 par la conseillère fédérale Doris Leuthard accompagnée d'une délégation « cleantech ».

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 (AIEA) et au sein de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA). Par ailleurs, l'AIE a procédé en novembre 2017 à son audit approfondi de la politique énergétique de la Suisse. Le rapport en a été présenté en octobre 2018. La politique énergétique suisse y reçoit de bonnes notes, mais l'AIE recommande de

promouvoir la transformation du système énergétique en harmonie avec la politique climatique et de développer le cadre réglementaire nécessaire à cet effet.

(Sources : Conseil fédéral, 2018 a+b / DETEC, 2017+2018 / OCDE/AIE, 2018h).

Liste bibliographique et des sources

- AFD/DGD (2018): Administration fédérale des douanes/Direction générale des douanes, Charge fiscale sur les carburants et combustibles 2017.
- AFF (2018): Administration fédérale des finances, Evolution des taux applicables à la TVA 2017.
- ASIG (2018): Association Suisse de l'Industrie Gazière, Statistique annuelle 2017.
- C(2016) 2107 final: Rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité.
- COM (2016): Communiqué de presse de la Commission européenne du 16 février 2016, Vers une union de l'énergie: la Commission présente un train de mesures pour une sécurité énergétique durable.
- COM (2017a): Communiqué de presse de la Commission européenne du 8 novembre 2017, La Commission prend des mesures pour étendre aux gazoducs en provenance de pays tiers les règles communes de l'UE dans le domaine du gaz.
- COM (2017b): Communiqué de presse de la Commission européenne du 9 novembre 2017, EU Emissions Trading System: landmark agreement between Parliament and Council delivers on EU's commitment to turn Paris Agreement into reality.
- COM (2017c): Règlement délégué (UE) 2018/540 de la Commission du 23 novembre 2017 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union.
- COM(2016) 860 final: Communication de la Commission européenne, Une énergie propre pour tous les Européens.
- COM(2017) 676 final: Proposition de règlement établissant des normes de performance en matière d'émissions pour les voitures particulières neuves et pour les véhicules utilitaires légers neufs dans le cadre de l'approche intégrée de l'Union visant à réduire les émissions de CO₂ des véhicules légers.
- COM(2017) 688 final: Third Report on the State of the Energy Union.
- COM(2017) 718 final: Avis de la Commission européenne sur le renforcement des réseaux énergétiques de l'Europe.
- Conseil de l'Union européenne (2018): Avis et propositions.
- Conseil européen (2014): Conclusions de la réunion des 23 et 24 octobre.
- Conseil fédéral (2012): Message relatif au plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». Mesures pour les années 2013 à 2016, FF 2012 8331.
- Conseil fédéral (2013): Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie) et à l'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)», FF 2013 6771.
- Conseil fédéral (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 (2017a): Message relatif à la révision totale de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2020, FF 2018 229.
- Conseil fédéral (2017b): Message concernant l'approbation de l'accord conclu entre la Suisse et l'Union européenne sur le couplage de leurs systèmes d'échange de quotas d'émission et sa mise en œuvre (Modification de la loi sur le CO₂), FF 2018 411.
- 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, en allemand seulement).

Eicher + Pauli (2018): Statistique suisse des énergies renouvelables 2017 (sur mandat de l'OFEN).

EICom (2018a): Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2017.

EICom (2018b): Commission fédérale de l'électricité, La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en 2018.

EICom (2018c): Commission fédérale de l'électricité, Données brutes des tarifs des gestionnaires suisses de réseau de distribution.

EICom (2018d): Commission fédérale de l'électricité, Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2017.

EICom (2018e): 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.

Eurostat (2018): Rapport sur les indicateurs de la «Stratégie Europe 2020»

FNS (2015): Fonds national suisse de la recherche scientifique, programmes nationaux de recherche (PNR) dans le domaine énergétique (PNR 70 et 71).

Innosuisse/CTI (2018): Rapport d'activité 2017.

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

OCDE/AIE (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.

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

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

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

OFEN (2018a): Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2017.

OFEN (2018b): Office fédéral de l'énergie, 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, Données concernant le Centime climatique et estimation concernant l'obligation de compenser 2017.

OFEN (2018e): Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2016.

OFEN (2018f): Office fédéral de l'énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2017.

OFEN (2018g): Office fédéral de l'énergie, Rückerstattung Netzzuschlag – Zusammenstellung Kennzahlen 2015 und 2016 (en allemand seulement).

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, en allemand seulement).

Prognos/TEP/Infras (2018a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2017 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).

Prognos/TEP/Infras (2018b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2017 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l'OFEN).

Pronovo (2018): Cockpit avec aperçu intermédiaire du système de rétribution de l'injection et de la rétribution unique à la fin du 3ème trimestre 2018.

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

Rodríguez-Gómez N., Zaccarelli N., Bolado-Lavín R. (2015): Improvement in the EU gas transmission network between 2009 and 2014.

Swissgas et ASIG (2018): Données transmises pour le calcul des normes relatives aux infrastructures / critère N-1.

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, en allemand seulement).

UP (2018): Union pétrolière suisse, Rapports annuels 2013-2018.

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

Table des illustrations

Figure 1	Valeurs indicatives de la loi sur l'énergie et objectifs à long terme selon la Stratégie énergétique 2050	6
Figure 2	Champs thématiques et indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée)	9
Figure 3	Evolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis 2000 (valeurs indexées).....	11
Figure 4	Evolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)	12
Figure 5	Evolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)	13
Figure 6	Evolution de la production moyenne probable d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport	15
Figure 7	Evolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)	16
Figure 8	Evolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs)	17
Figure 9	Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)	18
Figure 10	Evolution de la consommation d'énergie finale en fonction de l'application	19
Figure 11	Evolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel (en MJ/CHF).....	20
Figure 12	Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 17.10.2018)	24
Figure 13	Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 17 octobre 2018, en années)	25
Figure 14	Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)	28
Figure 15	Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport	29
Figure 16	Investissements (en gras) et amortissements (en traitillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)	30
Figure 17	Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale	32
Figure 18	Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques	33
Figure 19	Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%).....	34
Figure 20	Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2017	36
Figure 21	Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)	37
Figure 22	Réserves de puissance en 2016	38
Figure 23	Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport.	39
Figure 24	Evolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI).....	40
Figure 25	Ventes de gaz pour les installations mono- et bicom bustibles (parts en%).....	41
Figure 26	Evolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (Sources: Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN).....	42
Figure 27	Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %).....	43

Figure 28	Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)	45
Figure 29	Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières	46
Figure 30	Evolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés); répartition par agents énergétiques 49	
Figure 31	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)	51
Figure 32	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).....	53
Figure 33	Evolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)	55
Figure 34	Evolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)	56
Figure 35	Mazout extra-léger: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres).....	58
Figure 36	Essence et Diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)	59
Figure 37	Emissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO ₂ par habitant)	61
Figure 38	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)	62
Figure 39	Emissions de CO ₂ liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées).....	63
Figure 40	Emissions de CO ₂ liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées).....	64
Figure 41	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)	67