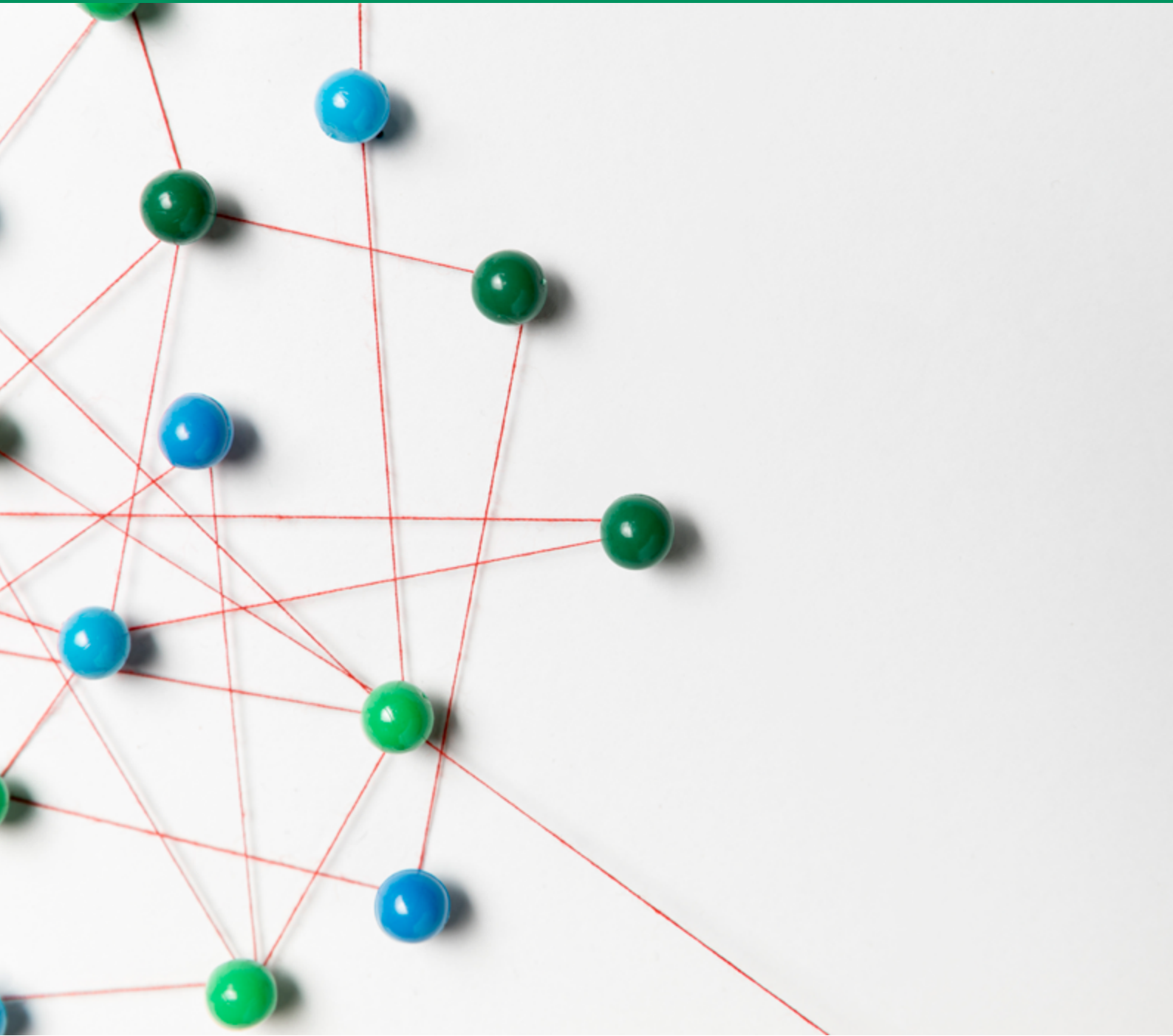




STRATÉGIE ÉNERGETIQUE 2050

RAPPORT DE MONITORING 2021

VERSION ABRÉGÉE¹

¹ Basé principalement sur des données jusqu'en 2020.



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Office fédéral de l'énergie OFEN

TABLE DES MATIÈRES

4 INTRODUCTION

► 7 CHAMP THÉMATIQUE CONSOMMATION ET PRODUCTION ÉNERGÉTIQUES

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

► 14 CHAMP THÉMATIQUE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

- 15 Etat d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport
- 24 Enfouissement de lignes
- 26 Compteurs intelligents (smart meters)

► 27 CHAMP THÉMATIQUE SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

- 28 Diversification de l'approvisionnement énergétique
- 29 Dépendance vis-à-vis de l'étranger
- 30 Rapports concernant la sécurité de l'approvisionnement en électricité à court et moyen terme

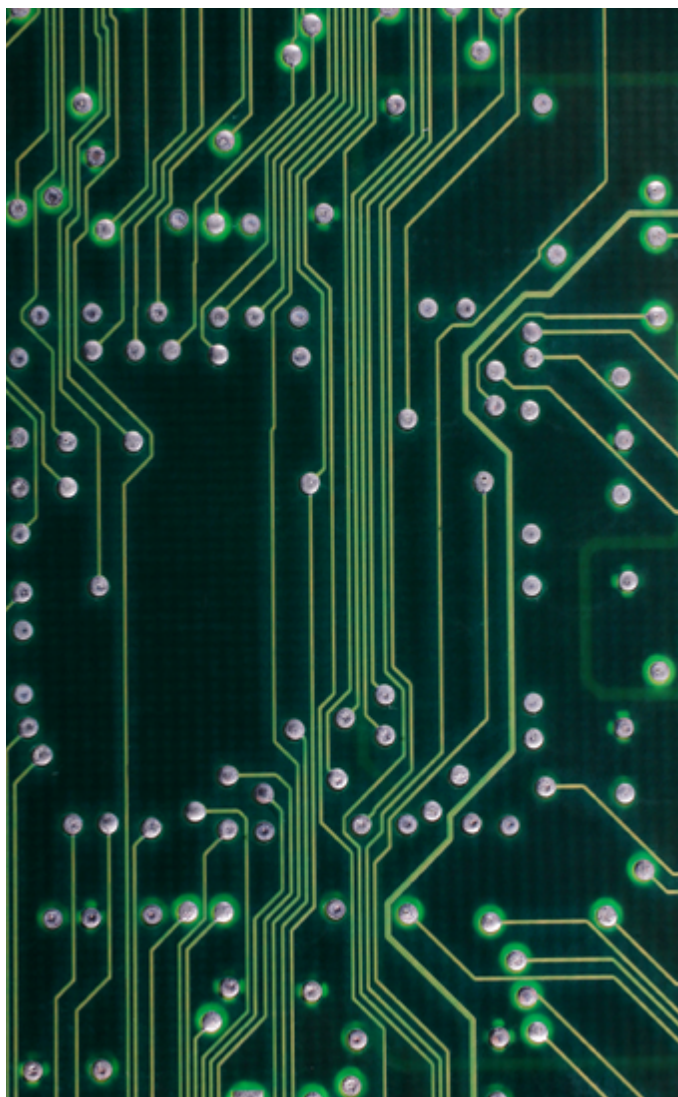




TABLE DES MATIÈRES

► 33 **CHAMP THÉMATIQUE** **DÉPENSES ET PRIX**

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

► 40 **CHAMP THÉMATIQUE** **ÉMISSIONS DE CO₂**

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

► 44 **CHAMP THÉMATIQUE** **RECHERCHE ET TECHNOLOGIE**

- 45 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

► 46 **CHAMP THÉMATIQUE** **ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL**

- 47 Evolution des marchés globaux de l'énergie
- 49 Evolutions dans l'UE: le «pacte vert pour l'Europe» et le paquet «ajustement à l'objectif 55»
- 52 Politique climatique internationale
- 54 Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie

55 LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

58 TABLE DES ILLUSTRATIONS





► INTRODUCTION

La Suisse met en œuvre la transformation de son système énergétique par le biais de la Stratégie énergétique 2050. Cette stratégie doit permettre de sortir progressivement de l'énergie nucléaire, d'augmenter l'efficacité énergétique et la part des énergies renouvelables et de réduire les émissions de CO₂ liées à la consommation d'énergie, sans toutefois mettre en péril ni la sécurité d'approvisionnement élevée dont la Suisse a bénéficié jusqu'à présent ni le caractère peu coûteux de l'approvisionnement énergétique (Conseil fédéral, 2013).

Suite ►►►

Lors du vote référendaire de mai 2017, le peuple suisse a accepté la législation sur l'énergie réorientée en conséquence, qui est en vigueur depuis début 2018. **En juin 2021, le Conseil fédéral a lancé la poursuite du développement de la Stratégie énergétique 2050 avec le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables.** Il entend ainsi développer rapidement et systématiquement la production d'électricité renouvelable indigène, mieux l'intégrer dans le réseau d'électricité et renforcer la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme (Conseil fédéral, 2021b).

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

Les objectifs de la politique énergétique sont étroitement liés à ceux de la politique climatique, car près des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre en Suisse proviennent de l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. D'ici 2050, la Suisse doit atteindre zéro émissions nette de gaz à effet de serre. Cet objectif de zéro émission nette a été décidé par le Conseil fédéral en 2019 (Conseil fédéral, 2019a). Les Perspectives énergétiques 2050+ actualisées de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) montrent que la Suisse peut transformer son approvisionnement énergétique d'ici 2050 conformément à cet objectif, tout en garantissant la sécurité de l'approvisionnement (Prognos / TEP / Infras / Ecoplan, 2020). Les Perspectives énergétiques 2050+ constituent une base importante pour la «Stratégie climatique à long terme de la Suisse» que le Conseil fédéral a adoptée en janvier 2021 pour concrétiser l'objectif de zéro émission nette (Conseil fédéral 2021b). En août 2021, le Conseil fédéral a également adopté le message relatif au contreprojet direct à l'initiative pour les glaciers. En accord avec cette dernière, il propose que l'objectif de zéro émission nette, qui était jusqu'ici indicatif, soit inscrit dans la Constitution à titre d'objectif contraignant (Conseil fédéral, 2021c). La Suisse s'est engagée au niveau international à réduire ses gaz à effet de serre de 50% d'ici à 2030. La mise en œuvre de cet objectif au niveau national et les mesures correspondantes étaient prévues dans la loi révisée sur le CO₂, qui a toutefois été rejetée par le peuple suisse lors du vote réfé-

rendaire de juin 2021. L'objectif de réduction pour 2030 reste néanmoins valable. En septembre 2021, le Conseil fédéral a donc décidé que d'ici la fin de l'année, il soumettrait en consultation un nouveau projet de loi tenant compte du résultat du vote et visant à créer une base aussi large que possible pour la future politique climatique (Conseil fédéral, 2021f). Afin de prolonger les mesures incontestées qui se terminent fin 2021 et de poursuivre l'objectif de réduction jusqu'en 2024, le Parlement examine actuellement l'initiative parlementaire de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (21.477).

La transformation du système énergétique suisse que vise la Stratégie énergétique 2050 est un projet de longue haleine. **En raison de l'horizon temporel lointain, un monitoring est prévu.** Il permet 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 également d'intervenir en cas d'évolutions non voulues pour redresser la barre à temps et à la lumière des faits. La base juridique du monitoring est fournie principalement par la législation sur l'énergie aux art. 55 ss de la loi sur l'énergie (LEne) et 69 ss de l'ordonnance sur l'énergie (OEne).

Le **présent rapport de monitoring 2021** (version abrégée, basée principalement sur des données jusqu'en 2020) traite des indicateurs et des parties descriptives choisis en les structurant selon les sept champs thématiques suivants:

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

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

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

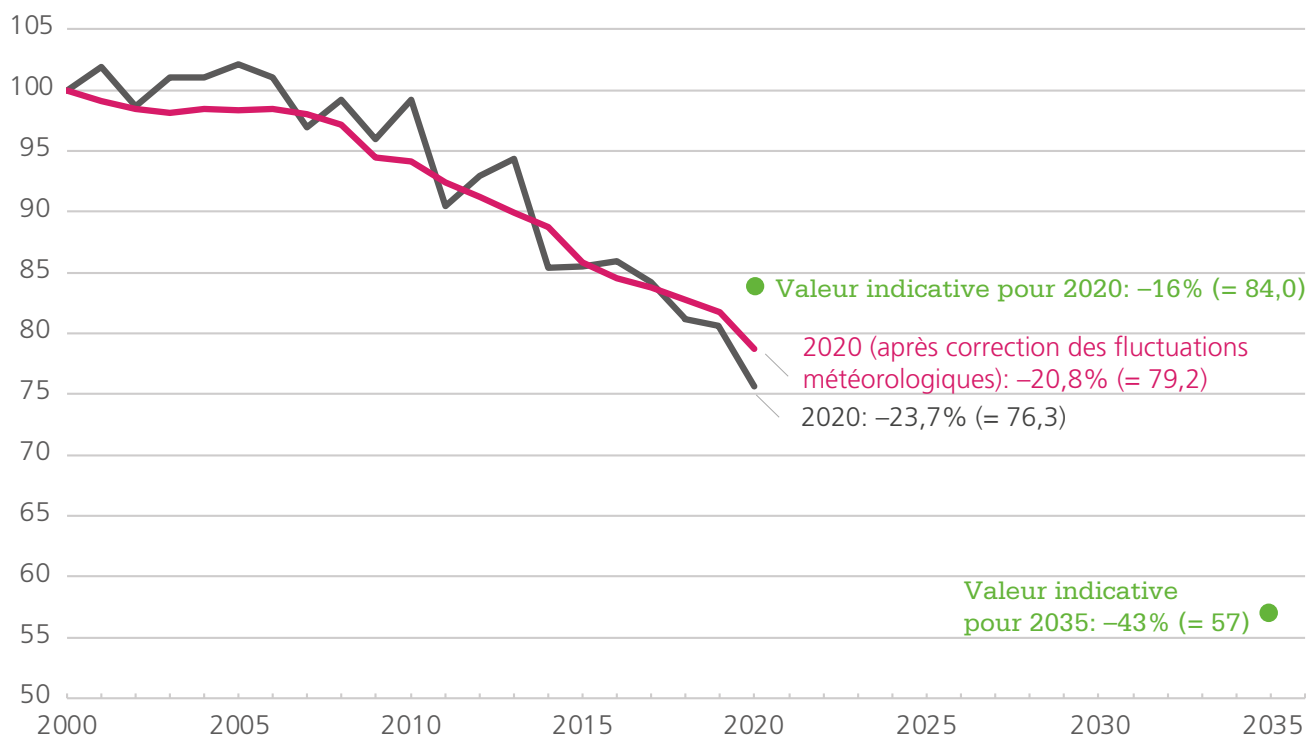
► CONSOMMATION ET PRODUCTION ÉNERGÉTIQUES

Abaissier la consommation d'énergie et d'électricité en renforçant les mesures d'efficacité constitue l'un des axes de la Stratégie énergétique 2050 et, de ce fait, un important pilier de la législation en matière énergétique. Il en va de même du développement de la production électrique à partir de sources renouvelables pour remplacer partiellement l'abandon progressif des capacités des centrales nucléaires. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent les valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie (LEne) concernant la consommation d'énergie et d'électricité par personne ainsi que les valeurs indicatives concernant le développement de la production électrique à partir des nouvelles énergies renouvelables et la production électrique hydraulique.

CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE PAR PERSONNE ET PAR AN

Indice: 2000 = 100

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

Figure 1: Évolution de la consommation énergétique finale² par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant a baissé depuis l'an 2000, comme le montre la **figure 1**. Cette réduction découle du fait que la consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus était de 11,8% plus basse en 2020 qu'en l'an 2000, alors que l'effectif de la population avait augmenté de 20,2% durant ce laps de temps. La baisse marquée de la consommation finale en 2020 est principalement due à la forte diminution de la demande de carburant dans le domaine des transports suite à la pandémie de COVID-19. Le recul de la consommation finale selon la définition des valeurs indicatives dans la LEn est plus faible, soit 8,2%, car le trafic aérien international et donc la forte baisse de la demande en kérosène ne sont pas pris en compte ici. La réduction recherchée de la consommation énergétique finale par habitant par rapport à l'année de référence 2000 est, selon la loi sur l'énergie en vigueur, de 16% jusqu'en 2020 et de 43% jusqu'en 2035. En 2020, la consommation énergétique par habitant était de 82,2 gigajoules

(0,023 GWh), soit 23,7% de moins qu'en l'an 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 20,8%, soit mieux que la valeur indicative prévue pour 2020 (*cf. courbe rouge*). Au cours des trois dernières années précédant la pandémie de COVID-19, la consommation énergétique par habitant était déjà inférieure à la valeur indicative en vigueur dans la LEn pour 2020. L'évolution des facteurs quantitatifs durant ces dernières années (comme la démographie, le PIB et le parc automobile) n'indique pas que la consommation énergétique finale en 2020 aurait fortement augmenté de façon inattendue par rapport à l'année précédente sans coronavirus: la valeur indicative valable pour 2020 dans la LEn aurait donc très probablement été atteinte même sans l'influence de la pandémie. À l'avenir, la consommation énergétique finale par habitant, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 2,2% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative prévue pour 2035. Ces dix dernières

CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE PAR PERSONNE ET PAR AN

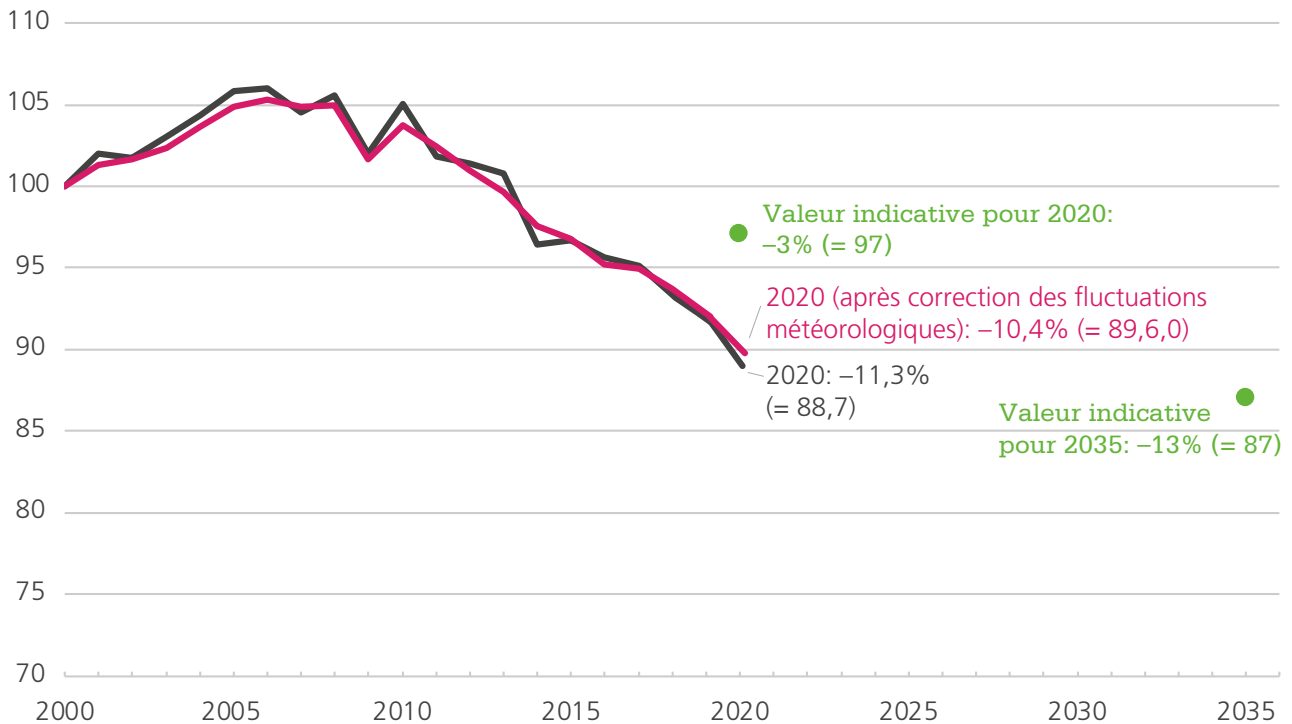
années, le recul moyen s'établissait à près de 1,7% par an et 1,4% si l'on ne prend en compte que les dix années précédant la pandémie jusqu'en 2019 inclus. La consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a reculé de 10,6% en 2020 par rapport à l'année précédente (respectivement de 5,1% selon la définition des valeurs indicatives dans la LEné). Outre les conséquences de la pandémie de COVID-19, cela est principalement dû aux températures plus chaudes, qui ont entraîné une baisse de la demande de chauffage. Sur l'ensemble de la période considérée de l'an 2000 à 2020, la consommation a été renforcée par les effets de quantité, à savoir tous les facteurs de croissance «purs» tels que la performance économique globale (à l'exclusion des facteurs structurels), la démographie, les surfaces de référence énergétique et le parc de véhicules à moteur. Les effets stimulant la consommation ont été compensés en particulier par des mesures politiques et par le progrès technologique. Entre l'an 2000 et 2020, la substitution du mazout par le gaz naturel et, toujours plus, par la chaleur à distance, la chaleur ambiante et le bois, a également induit une baisse de la consommation. S'agissant des carburants, on constate jusqu'en 2016 une substitution de l'essence par le diesel. Depuis le scandale du «dieselgate», cet effet est de nouveau plus faible (sources: OFEN, 2021a / OFS, 2021 / OFAC, 2021 / Prognos / TEP / Infrac, 2021a+b).

2 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 D'ÉLECTRICITÉ PAR PERSONNE ET PAR AN

Indice: 2000 = 100

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

Figure 2: Évolution de la consommation électrique³ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

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

habitant était de 22,8 gigagoules (0,006 GWh), soit 11,3% de moins qu'en l'an 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 10,4% (cf. *courbe rouge*). On se situe donc déjà en dessous de la valeur indicative fixée pour 2020. Cela aurait très probablement été le cas même sans la pandémie de COVID-19: depuis 2015, la consommation d'électricité par habitant est inférieure à la valeur indicative pour 2020. La diminution moyenne corrigée de l'incidence des conditions météorologiques est d'environ 1,4 % par an pour les 10 dernières années. Même si la consommation d'électricité continuait à diminuer à ce rythme, la valeur indicative pour 2035 (-13%) ne pourra pas être atteinte sans efforts supplémentaires: selon les Perspectives énergétiques 2050+, pour atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre jusqu'en 2050, il faut s'attendre à moyen terme à une augmentation significative de la demande d'électricité, ce qui complique la réalisation de l'objectif à l'avenir (mobilité électrique, pompes à chaleur, nouveaux consommateurs comme

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR PERSONNE ET PAR AN

les électrolyseurs pour la production d'hydrogène, grandes pompes à chaleur, et à long terme technologies d'émission négative et systèmes de captage et de stockage du CO₂). À moyen et long terme, de nouvelles améliorations significatives de l'efficacité en matière de consommation d'électricité sont par conséquent nécessaires pour compenser la consommation supplémentaire d'électricité résultant de l'électrification du système énergétique. En 2020, la consommation d'électricité exprimée en chiffres absolus a reculé de 2,6% par rapport à l'année précédente, principalement suite à la pandémie de COVID-19 et aux températures plus clémentes par rapport à l'année précédente. En premier lieu des effets de quantité et dans une moindre mesure des facteurs structurels (p. ex. les différences de taux de croissance entre les branches) ont contribué sur le long terme à l'augmentation de la consommation électrique durant toute la période de l'an 2000 à 2020. Par contre, les instruments et mesures de politique énergétique (p. ex. les prescriptions politiques et les mesures volontaires de SuisseEnergie) et les développements technologiques (mesures de construction visant l'isolation thermique, recours à des chauffages, appareils électriques, éclairages, machines, etc. plus efficaces) ont eu pour effet de réduire toujours plus la consommation électrique (sources: OFEN, 2021a / OFS, 2021 / Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan, 2020).

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

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

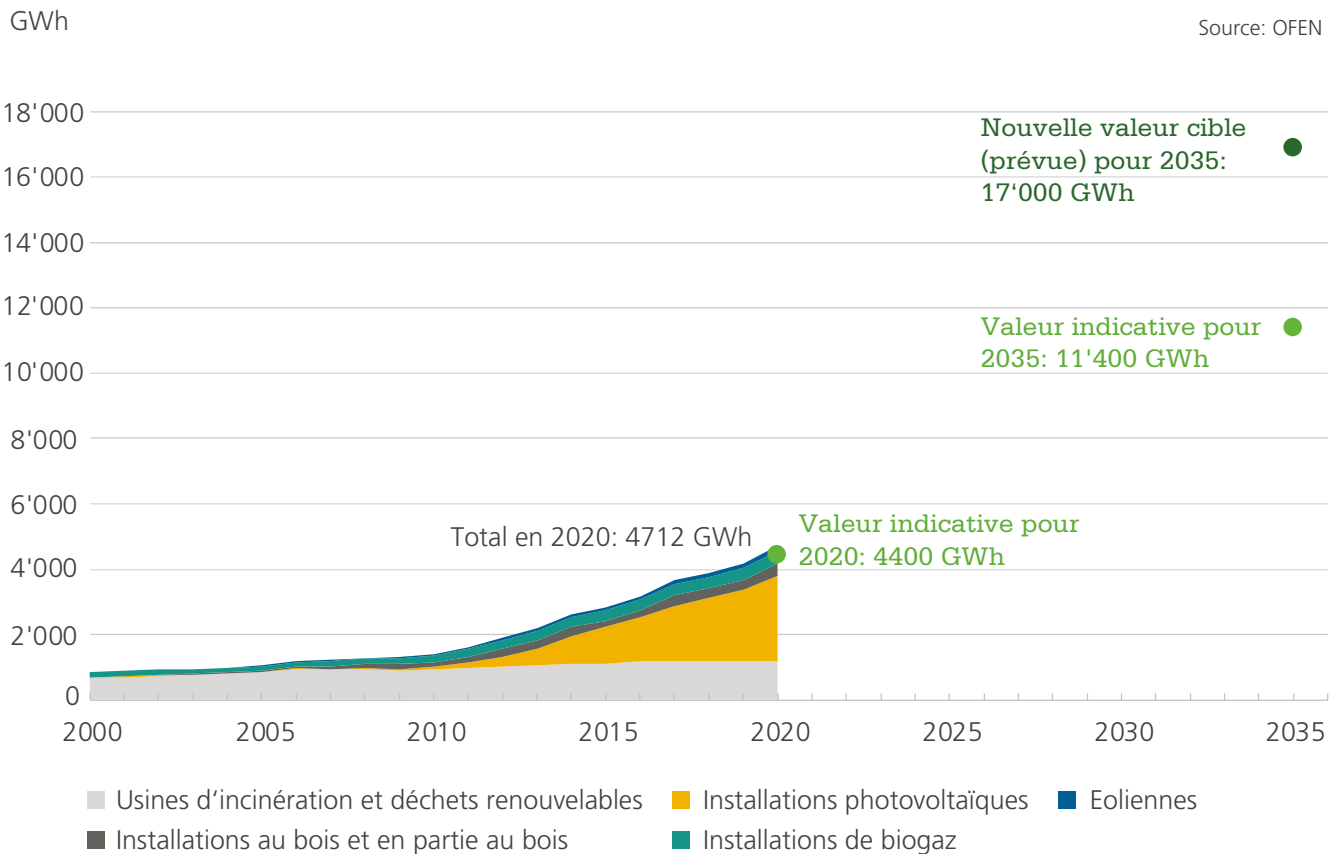


Figure 3: Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

Les valeurs indicatives exprimées en chiffres absolus qui sont inscrites dans la loi (art. 2, al. 1, LEne) concernent la production nationale, ce qui correspond au champ d'action des instruments de la loi. Il convient de noter que ces valeurs indicatives ne sont plus compatibles avec l'objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici 2050. Sur la base des Perspectives énergétiques 2050+, il est donc prévu d'augmenter sensiblement les valeurs à moyen et long terme et de les ancrer dans la loi comme objectifs contraignants pour 2035 ainsi que pour 2050. Il s'agit de la proposition faite par le Conseil fédéral dans le message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Le graphique et le commentaire suivants font donc également référence à ces nouvelles valeurs cibles.

La production d'électricité issue de sources renouvelables a augmenté depuis l'an 2000, comme le montre la **figure 3**. Cette augmentation s'est accélérée depuis 2010. En 2020, la production était de 4712 gigawattheures (GWh), soit 7,2% de la production

nette totale d'électricité (hormis la consommation des pompes d'accumulation). Pour l'année de référence 2010, la production électrique renouvelable était de 1402 GWh. Un accroissement net de quelque 3000 GWh était visé entre 2010 et 2020. Une augmentation de 3309 GWh a été effectivement enregistrée. La valeur indicative pour 2020 de 4400 GWh a donc été pleinement atteinte.

En 2020, l'accroissement net par rapport à l'année précédente est de 526 GWh; depuis 2011, il est en moyenne de 309 GWh par an. La valeur indicative pour 2035 selon la loi sur l'énergie en vigueur est de 11 400 GWh. Pour l'atteindre, un accroissement net moyen de 446 GWh par an est nécessaire. Un accroissement sensiblement plus élevé de 819 GWh par an est nécessaire pour parvenir à la valeur cible de 17 000 GWh compatible avec l'objectif de zéro émission nette, conformément au message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (source: OFEN, 2021a / Conseil fédéral, 2021b).

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

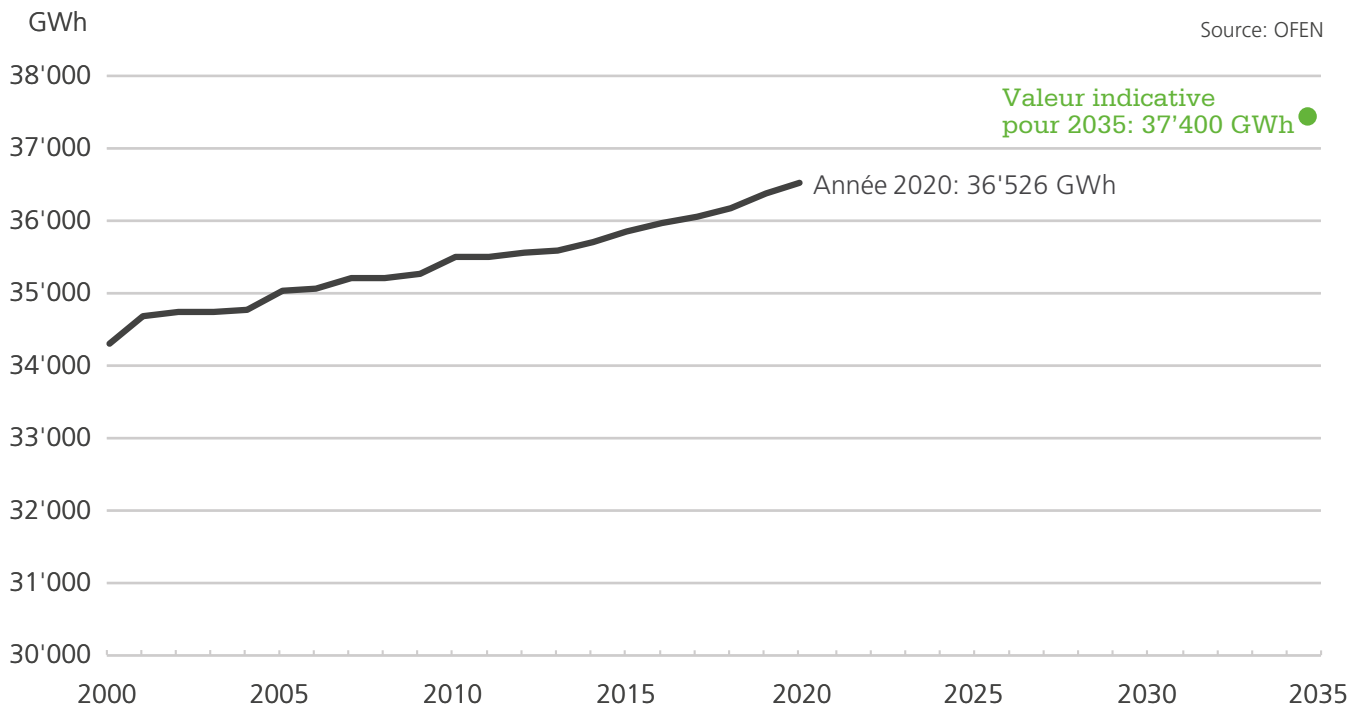


Figure 4: Evolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique⁴ depuis 2000 (GWh)

La **figure 4** (N. B.: l'échelle ne commence pas à zéro) montre que la production électrique hydraulique a continuellement progressé depuis l'an 2000, une évolution qu'expliquent surtout la construction de nouvelles installations et l'agrandissement ainsi que l'optimisation des installations existantes. La production moyenne attendue était de 36 526 GWh en 2020 (état au 1.01.2021), tandis qu'elle était de 35 488 GWh pour l'année de base, ici 2011 (état au 1.01.2012). Il faut obtenir un accroissement net d'environ 1900 GWh entre 2011 et 2035 pour atteindre la valeur indicative, 54% de cet accroissement

ayant été réalisés jusqu'en 2020. En 2020, l'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 167 GWh. Il est en moyenne de 98 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net doit être de 58 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative fixée pour 2035 (source: OFEN, 2021b).

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

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



► DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

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

ÉTAT D'AVANCEMENT ET DURÉE DES PROJETS DANS LE RÉSEAU DE TRANSPORT

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

PHASES ET DÉROULEMENT D'UN PROJET DE RÉSEAU DE TRANSPORT

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

En avril 2015, la société nationale du réseau⁵ Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau qui tient compte de la sortie progressive de l'énergie nucléaire prévue par la Stratégie énergétique 2050 et qui prévoit, d'ici à 2025, des projets correspondants visant à renforcer et à développer le réseau de transport. Le présent monitoring examine l'état d'avancement et la durée des projets concernant le réseau de transport en se référant au Réseau stratégique 2025 présenté par Swissgrid (chiffres 1 à 10) de même que d'autres projets lancés par des tiers dans certains cas (cf. **figure 5**). Un fondement essentiel de la planification du réseau sera, à l'avenir, le scénario-cadre dans le domaine de l'économie énergétique qui a été introduit légalement avec la stratégie Réseaux électriques. Il fournit aux gestionnaires de réseau des niveaux 1 et 3 des informations sur le développement futur du réseau et constitue donc une base importante, qui leur permet de déterminer s'il est nécessaire d'étendre le réseau et d'élaborer ou d'actualiser leurs propres plans pluriannuels. Le Conseil fédéral a ouvert la consultation sur le premier scénario-cadre en novembre 2021. Après son approbation par le Conseil fédéral, le scénario-cadre est contraignant pour les autorités. Il est vérifié et actualisé tous les quatre ans (Conseil fédéral, 2021i).

5 Cf. www.swissgrid.ch > réseaux stratégique

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

Procédure d'approbation des plans (PAP): Swissgrid soumet ensuite le projet de construction concret (projet de mise à l'enquête) à l'ESTI en lui joignant la demande d'approbation des plans, qui constitue l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (PAP). L'ESTI a la compétence d'examiner les dossiers et d'approuver les plans. La PAP permet de vérifier qu'un projet de construction concret respecte les prescriptions de sécurité et les exigences légales, no-

tamment les dispositions du droit de l'environnement et de l'aménagement du territoire. Simultanément, l'ESTI contrôle que le projet de construction est compatible avec les intérêts des personnes privées (propriétaires fonciers, riverains). Si l'ESTI n'est pas en mesure de lever toutes les oppositions ou régler les différences avec les autorités fédérales impliquées, elle transmet le dossier à l'OFEN, qui poursuit la PAP pour rendre finalement une décision d'approbation des plans, à condition que le projet remplisse les conditions légales. Cette décision règle aussi les éventuelles oppositions (également en matière d'expropriation). Les parties peuvent former recours contre cette décision devant le Tribunal administratif fédéral (TAF), puis dans certains cas auprès du Tribunal fédéral (TF). Dès lors que l'OFEN a accepté la demande d'approbation des plans et qu'aucun recours n'est déposé dans les délais légaux, l'approbation des plans entre en force et Swissgrid peut réaliser le projet de ligne.

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

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁶	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁷
1. Chamoson–Chippis	▪ Nouvelle ligne aérienne à 380 kV de 30 km entre Chamoson et Chippis ▪ Démantèlement de près de 89 km de ligne dans la plaine du Rhône ▪ Écoulement de la production des centrales hydroélectriques du Valais ▪ Amélioration du raccordement du Valais aux réseaux à très haute tension suisse et européen ▪ Contribution à la sécurité du réseau suisse	Réalisation	2022
2. Bickigen–Chippis (ligne de la Gemmi)	▪ Adaptation des sous-stations de Bickigen et Chippis et du tracé sur 106 km par un relèvement de la tension à 380 kV ▪ Installation d'un transformateur de couplage 220 / 380 kV dans la station de couplage de Chippis ▪ Amélioration du transport de la production électrique valaisanne hors du canton ▪ Contribution à la sécurité de l'approvisionnement	PAP OFEN	2027
3. Pradella–La Punt	▪ Relèvement de la tension de 220 à 380 kV sur 50 km du tracé actuel ▪ Transformation de la station de couplage de Pradella et agrandissement pour une tension de 380 kV. ▪ Élimination du goulet d'étranglement actuel ▪ Contribution à la sécurité des réseaux suisse et européenne	Réalisation	2022
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel (ligne de la vallée du Rhône) 4.2. Mörel–Ulrichen («Gommerleitung») 4.3. Chippis–Stalden 4.4. Airolo–Lavorgo	▪ Relèvement de la tension à 380 kV sur les 124 km de l'axe Chippis–Mörel–Lavorgo (Chippis–Stalden reste à 220 kV) ▪ Démantèlement des lignes existantes sur 67 km ▪ Complément au principal axe d'approvisionnement du Tessin ▪ Élimination d'un goulet d'étranglement critique	4.1. PAP OFEN 4.2. Réalisation (Mörel–Ernen) / En service (Ernen–Ulrichen) 4.3. PAP OFEN (Agarn–Stalden) / PAP OFEN (Chippis–Agarn) 4.4. PAP ESTI	2032
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Mettlen–Obfelden	▪ Optimisation du tracé actuel sur 40 km par le relèvement de la tension à 380 kV et renforcements sur 24 km ▪ Élimination de goulets d'étranglement structurels ▪ Création des conditions permettant de combiner, en fonction des besoins, la flexibilité des centrales hydroélectriques indigènes avec l'énergie fluctuante issue des installations éoliennes et photovoltaïques	5.1. En service 5.2. Avant-projet 5.3. PSE 5.4. Avant-projet	2031

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2021)

⁶ État 15 octobre 2021.⁷ Selon la planification Swissgrid.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁶	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁷
6. Bassecourt–Mühleberg	- 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	Réalisation	2023
7. Magadino	- Installation d'une solution de transformation entre les réseaux à 220 kV et à 380 kV - Amélioration du transport de l'énergie hydroélectrique produite dans la vallée de la Maggia - Contribution à la sécurité d'approvisionnement du Tessin	Idée de projet	2035
8. Génissiat–Foretaille	- Renforcement (remplacement du câble conducteur) sur 17 km de la double ligne actuelle à 220 kV - Élimination des fréquentes congestions survenant en cas d'importations en provenance de la France	En service	Terminé et mis en service en 2018
9. Mettlen–Ulrichen 9.1. Mettlen–Innertkirchen 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (ligne du Grimsel)	- Renforcement sur quelque 88 km en vue du relèvement prévu à 380 kV de la ligne à 220 kV actuelle - Important pour raccorder de nouvelles centrales de pompage-turbinage au réseau de 380 kV et permettre le transport de l'énergie dans le reste de la Suisse	9.1. PSE 9.2. PSE	2035
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	- Nouvelle ligne à 220 kV dans la vallée de la Maggia - Démantèlement de la ligne existante datant des années 1960, d'où une réduction de l'impact sur les magnifiques paysages de l'Alto Ticino - Extension de la capacité du réseau pour transporter l'énergie produite par les centrales hydrauliques de la vallée de la Maggia - Amélioration de la future sécurité d'approvisionnement au Sud des Alpes, la production des centrales devant actuellement être réduite	PSE	2035
Raccordement Nant de Drance NdD_1 Le Verney / Rosel–Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz–Châtelard NdD_3 Châtelard–Nant de Drance	- Raccordement de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance au réseau à très haute tension - Partie du réseau stratégique de Swissgrid dans son réseau initial - Contribution à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables	NdD_1 Réalisation NdD_2 En service NdD_3 En service	2022
Axe Stratégique Réseau (ASR) dans la région de Genève	Enfouissement de la ligne à 220 kV existante reliant Foretaille à Verbois sur env. 4,5 km le long de l'aéroport de Genève	Réalisation	2024

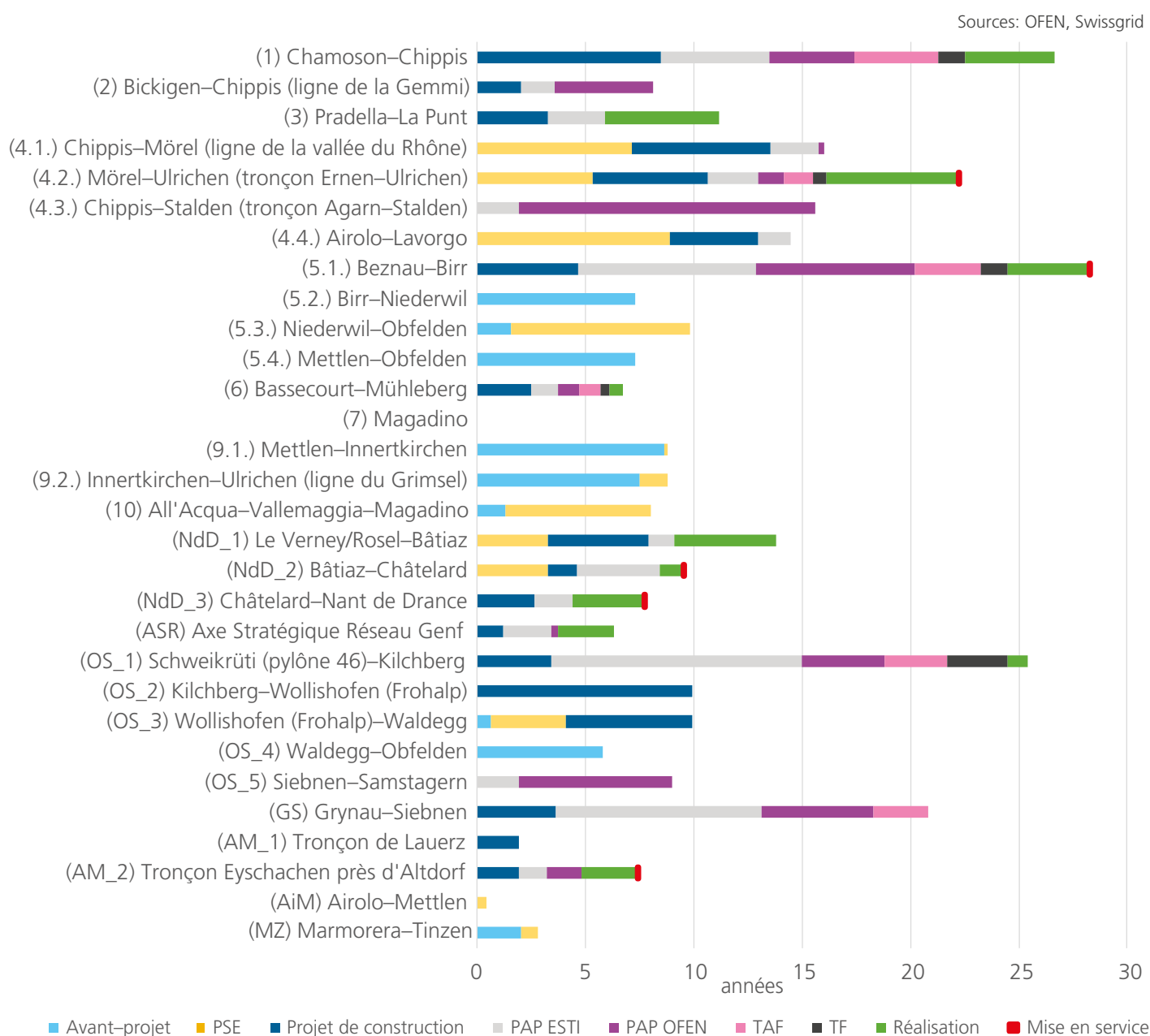
Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2021)

⁶ État 15 octobre 2021.⁷ Selon la planification Swissgrid.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁶	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁷
Obfelden–Samstagern OS_1 Schweikrüti (pylône 46)–Kilchberg OS_2 Kilchberg–Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)–Waldegg OS_4 Waldegg–Obfelden OS_5 Siebnen–Samstagern	▪ Développement ou remplacement des lignes à 150 kV existantes entre la sous-station d'Obfelden, la sous-station prévue de Waldegg et celle de Samstagern par une ligne à 380/220 kV ▪ Amélioration de l'approvisionnement en énergie des centres de consommation que sont la ville de Zurich et la région de Thalwil	OS_1 Réalisation OS_2 Projet de construction OS_3 Projet de construction OS_4 Avant-projet OS_5 PAP OFEN	2030
Grynnau–Siebnen	▪ Remplacement de la ligne à 220 kV existante par une nouvelle ligne à 380 kV (comblement des lacunes du réseau à 380 kV) ▪ Amélioration de la sécurité d'approvisionnement dans la région du lac de Zurich/de la plaine de la Linth; et augmentation de la capacité d'importation depuis le Nord	PAP OFEN	2028
Amsteg–Mettlen AM_1 Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	▪ AM_1: Swissgrid déplace la ligne hors de la zone de glissement au-dessus de Lauerz (SZ) ▪ AM_2: Swissgrid et les CFF déplacent les lignes à haute tension situées dans la plaine uranaise. Cela libérera de l'espace dans les zones d'habitation d'Attinghausen et dans le pôle de développement prioritaire de Werkmatt Uri.	AM_1 Projet de construction AM_2 En service	2028
Airolo–Mettlen	▪ Regroupement de l'infrastructure dans le second tube du tunnel routier du Gothard ▪ Enfouissement planifié au niveau du Gothard de la ligne à 220 kV existante Airolo–Mettlen sur un tronçon de 18 km ▪ Élément important de la liaison nord-sud pour l'approvisionnement en électricité en Suisse et en Europe ▪ Démantèlement de la ligne aérienne existante, qui comprend plus de 60 pylônes, sur une distance de 23 km; cette ligne passe actuellement par le col du Gothard et les gorges de Schöllenen dans le canton d'Uri	Avant-projet	2029
Marmorera–Tinzen	▪ La ligne à haute tension entre Marmorera et Tinzen dans la région d'Albula (GR) ne satisfait plus à l'état de la technique et doit être remplacée (tension de 220 kV comme actuellement). ▪ La ligne joue un rôle important pour le transport de l'énergie des centrales hydroélectriques de Bergell vers les centres de consommation du Plateau. (tension de 220 kV comme actuellement).	PSE	2030

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2021)

⁶ État 15 octobre 2021.⁷ Selon la planification Swissgrid.

Figure 6: Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2021, en années)⁸

La **figure 6** présente la durée des phases des divers projets de réseau. L'indication de la durée des phases d'un projet est simplifiée en ce sens que les itérations supplémentaires au cours du projet ne sont pas représentées en détail (p. ex. renvoi du dossier à l'OFEN en raison d'une décision du Tribunal administratif fédéral et/ou du Tribunal fédéral). Les décisions des tribunaux peuvent conduire à réitérer certaines phases de projet, mais la durée totale des différentes phases est représentée comme si elles se déroulaient linéairement et sans itération. La figure ne permet pas encore de préciser dans quelle mesure la Stratégie énergétique 2050 et la stratégie Réseaux électriques pourront déployer les effets souhaités d'une optimisation continue des procédures. La législation afférente n'est entrée en vigueur qu'au début du mois de juin 2019.

⁸ **Remarques méthodologiques:** a) pour les projets de réseau dont l'histoire antérieure est déjà longue, la durée a été calculée à partir du nouveau lancement du projet concerné; b) pour les projets de réseau dont l'histoire antérieure est déjà longue, les phases de l'avant-projet et du projet de construction ne sont plus toujours identifiables, raison pour laquelle elles n'apparaissent pas dans certains cas dans la figure; c) d'entente avec Swissgrid, des hypothèses ont été retenues pour les dates de référence qui ne sont plus précisément traçables aujourd'hui; d) lorsque les instances judiciaires ont renvoyé une «décision PAP» à l'OFEN, la durée supplémentaire de la procédure a été répartie à raison de moitié entre la phase «PAP de l'OFEN» et la phase «projet de construction».

DESCRIPTION SOMMAIRE DES DIVERS PROJETS DE RÉSEAU (ÉTAT AU 15 OCTOBRE 2021):

1. Chamoson–Chippis

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

2. Bickigen–Chippis

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

3. Pradella–La Punt

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

4. Chippis–Lavorgo

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

4.1. Chippis–Mörel (ligne de la vallée du Rhône)

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

4.2. Mörel–Ulrichen

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

2016, l'OFEN a approuvé le projet de ligne aérienne et rejeté tous les recours. Cette décision a fait l'objet de recours auprès du Tribunal administratif fédéral qui a confirmé le projet de ligne aérienne par un arrêt du 26 mars 2019. Aucun recours n'a été déposé et la décision d'approbation des plans est entrée en force. Les travaux de construction sont en cours.

4.3. Chippis–Stalden

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

4.4. Airolo–Lavorgo

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

5. Beznau–Mettlen

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

5.1. Beznau–Birr

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

5.2. Birr–Niederwil

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

5.3. Niederwil–Obfelden

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

5.4. Mettlen–Obfelden

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

6. Bassecourt–Mühleberg

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

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

7. Magadino

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

8. Génissiat–Foretaille

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

9. Mettlen–Ulrichen

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

9.1. Mettlen–Innertkirchen

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

9.2. Innertkirchen–Ulrichen (ligne du Grimsel)

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

10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

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

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

ENFOUISSEMENT DE LIGNES

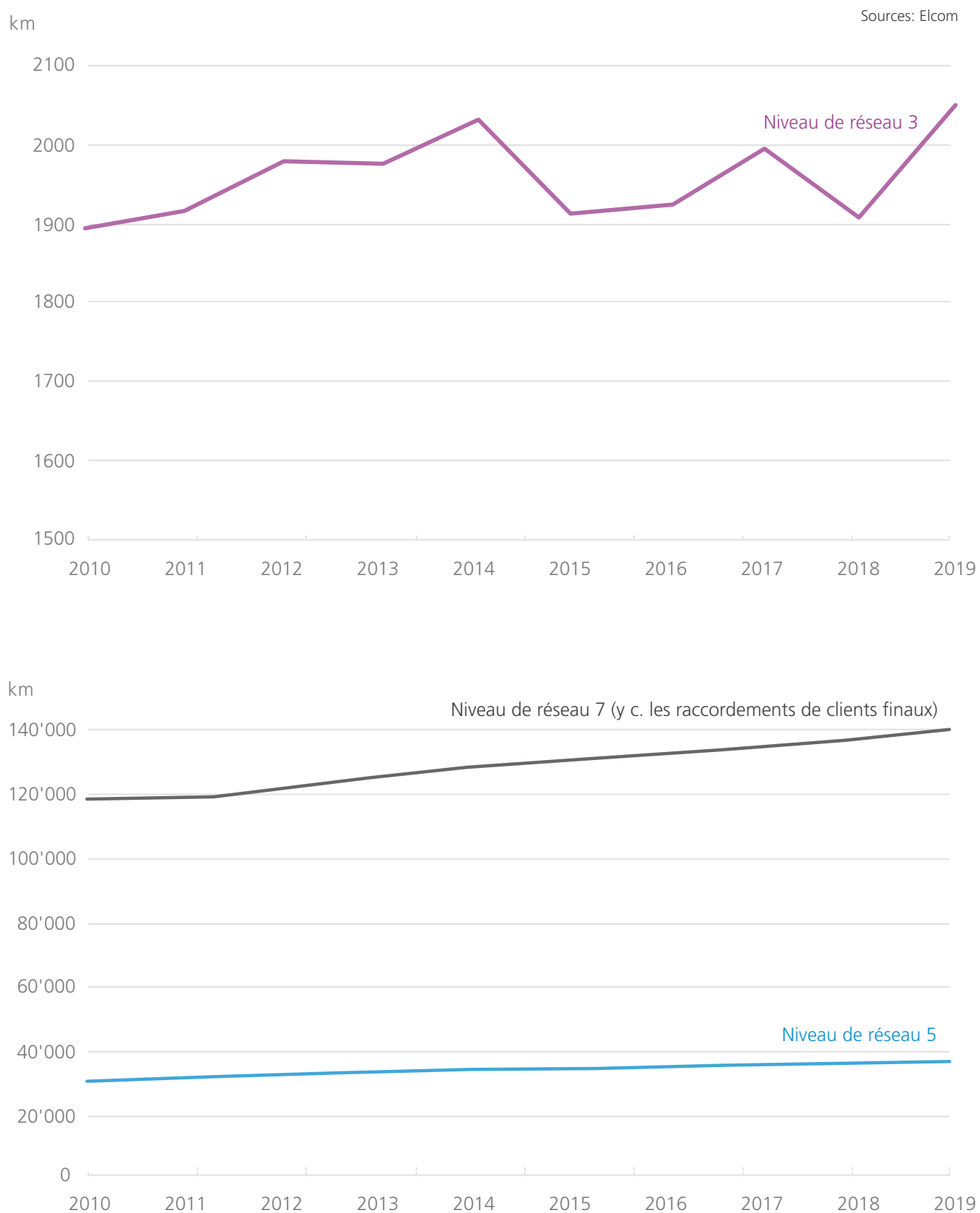


Figure 7: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

ENFOUISSEMENT DE LIGNES

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

Les lignes câblées du réseau de distribution ont augmenté à tous les niveaux de réseau depuis 2010, bien que dans des proportions diverses, comme le montre la **figure 7**. D'une manière générale, les niveaux de réseau inférieurs présentent un nombre de lignes câblées nettement plus important. Le niveau de réseau 7, en particulier, est actuellement presque totalement câblé. Le câblage est très avancé également au niveau de réseau 5, notamment dans les zones urbaines. En revanche, au niveau de réseau 3, on observe seulement une faible augmentation du nombre de lignes câblées, de surcroît à un degré nettement inférieur à celui des autres niveaux de réseau (*cf. courbe violette dans la figure ci-dessus, dont l'échelle est différente*). La tendance au câblage souterrain y est encore peu marquée. De plus, un fléchissement, dont les raisons restent floues, a été observé entre 2014 et 2015 et entre 2017 et 2018. En 2019, le câblage a par contre relativement fortement augmenté par rapport à l'année précédente. Les trois niveaux de réseau de distribution (lignes aériennes et câbles, raccordement des clients finaux compris) ont une longueur totale d'environ 203 589 kilomètres, dont près de 88% sont câblés. À ce stade, le câblage souterrain ne s'est guère appliqué aux lignes du réseau de transport (niveau de réseau 1), dont la longueur est d'environ 6700 kilomètres. Sur la ligne «Bezau–Birr» (*cf. ci-dessus*), qui comprend un câblage partiel au «Gäbi-hübel», à Bözberg / Riniken, une ligne à très haute tension à 380 kV a pour la première fois été enfouie et mise en service sur un long tronçon d'env. 1,3 km. De plus, le projet de réseau «Bâtiaz–Le Vernay», qui prévoit la construction d'une nouvelle ligne câblée de 2 x 380 kV en remplacement de la ligne aérienne à 220 kV existante qui traverse la vallée du Rhône sur 1,3 km, comporte un projet d'enfouissement du réseau à très haute tension. Swissgrid a terminé durant l'été 2021 la construction des tunnels qui s'étendent sur une distance de 1,2 km; la mise en service de la ligne souterraine est planifiée au printemps 2022. Un autre projet comprend le câblage d'une ligne de transport à 220 kV existante sur une distance de 4,5 kilomètres dans le canton de Genève, dans le cadre d'ASR. À l'avenir, la ligne à très haute tension à 220 kV Airolo–Mettlen doit être enfouie sur une distance d'environ 18 km entre Airolo et Göschenen dans le tunnel routier du Gothard (sources: ElCom, 2021a / OFEN / Swissgrid, 2021).

COMPTEURS INTELLIGENTS (SMART METERS)

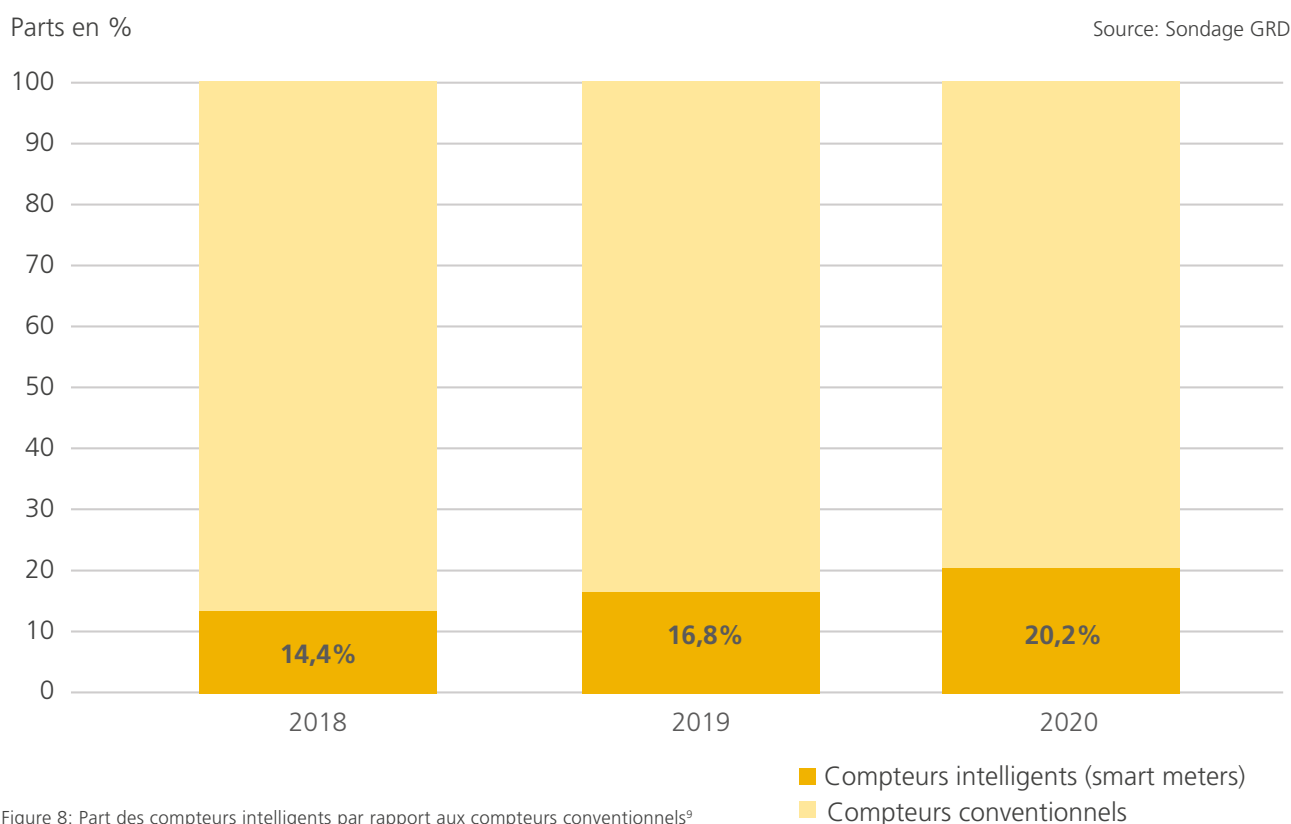


Figure 8: Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels⁹

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

Les compteurs intelligents (*smart meters*) constituent un élément primordial des réseaux intelligents. Leur mise en place sera considérée comme un premier pas important vers ces réseaux. L'ordonnance sur

l'approvisionnement en électricité (OApEI) fixe donc des exigences techniques minimales et prescrit l'introduction de tels systèmes: en l'espace de dix ans à compter de l'entrée en vigueur de l'OApEI début 2018, soit jusqu'à la fin 2027, 80% des installations de mesure d'une zone de desserte doivent répondre aux exigences. Les 20% d'installations restantes peuvent être utilisées aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré.

D'après les informations des gestionnaires de réseaux de distribution, environ 1 152 942 compteurs intelligents ont été installés et utilisés comme tels en 2020 en Suisse. Cela représente une part de plus de 20%, comme le montre la **figure 8**. Cette part a augmenté de manière constante au cours des dernières années (source: GRD, 2021).

⁹ Données ressortant de l'enquête réalisées auprès des gestionnaires de réseau; la plausibilisation n'est pas entièrement possible.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique **DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU** (Version détaillée du rapport de monitoring)



► SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

Dans le cadre de la transformation du système énergétique, qui induit le développement des énergies renouvelables, le renforcement de l'efficacité énergétique ainsi que la progression de la décarbonisation et de l'électrification, une attention particulière doit être accordée à la sécurité de l'approvisionnement. La Stratégie énergétique 2050 vise à garantir sur le long terme le niveau jusqu'ici déjà élevé de la sécurité de l'approvisionnement. Cette dernière est également ancrée dans l'article sur l'énergie de la Constitution fédérale et dans la loi sur l'énergie. Dans une perspective d'ensemble, le monitoring observe des indicateurs – la répartition entre les agents énergétiques (diversification) et la dépendance de l'étranger – qui révèlent des aspects importants de l'évolution de la sécurité de l'approvisionnement. En outre, eu égard à la sortie progressive de l'énergie nucléaire, au développement des énergies renouvelables, à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la décarbonisation, respectivement l'électrification, à plus long terme du système énergétique, l'attention se concentre sur le domaine de l'électricité.

DIVERSIFICATION DE L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE

La **figure 9** montre que les produits pétroliers (combustibles et carburants, y compris les carburants d'aviation pour le trafic aérien international) représentaient près de 44% de la consommation finale d'énergie en 2020. La consommation d'électricité représente environ un quart de la consommation finale totale d'énergie et celle de gaz, environ 15%. La part des combustibles pétroliers a baissé à long terme de 11% entre l'an 2000 et 2020, en raison du remplacement des installations de chauffage et de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le domaine du bâtiment. Suite à la pandémie de COVID-19, la part des carburants pétroliers a fortement diminué (5%) en 2020 par rapport à l'année précédente, alors qu'elle était relativement stable auparavant. Cette diminution se traduit par l'augmentation de la part de tous les autres agents énergétiques, même si leur consommation exprimée en chiffres absolus a diminué en relation avec la pandémie: gaz naturel (+4,1%), électricité (+4,6%), bois et charbon de bois (+2%), autres énergies renouvelables (+3,3%) et chaleur à distance (+1,3%). Dans l'ensemble, l'approvisionnement énergétique est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité de l'approvisionnement de la Suisse (source: OFEN, 2021a).

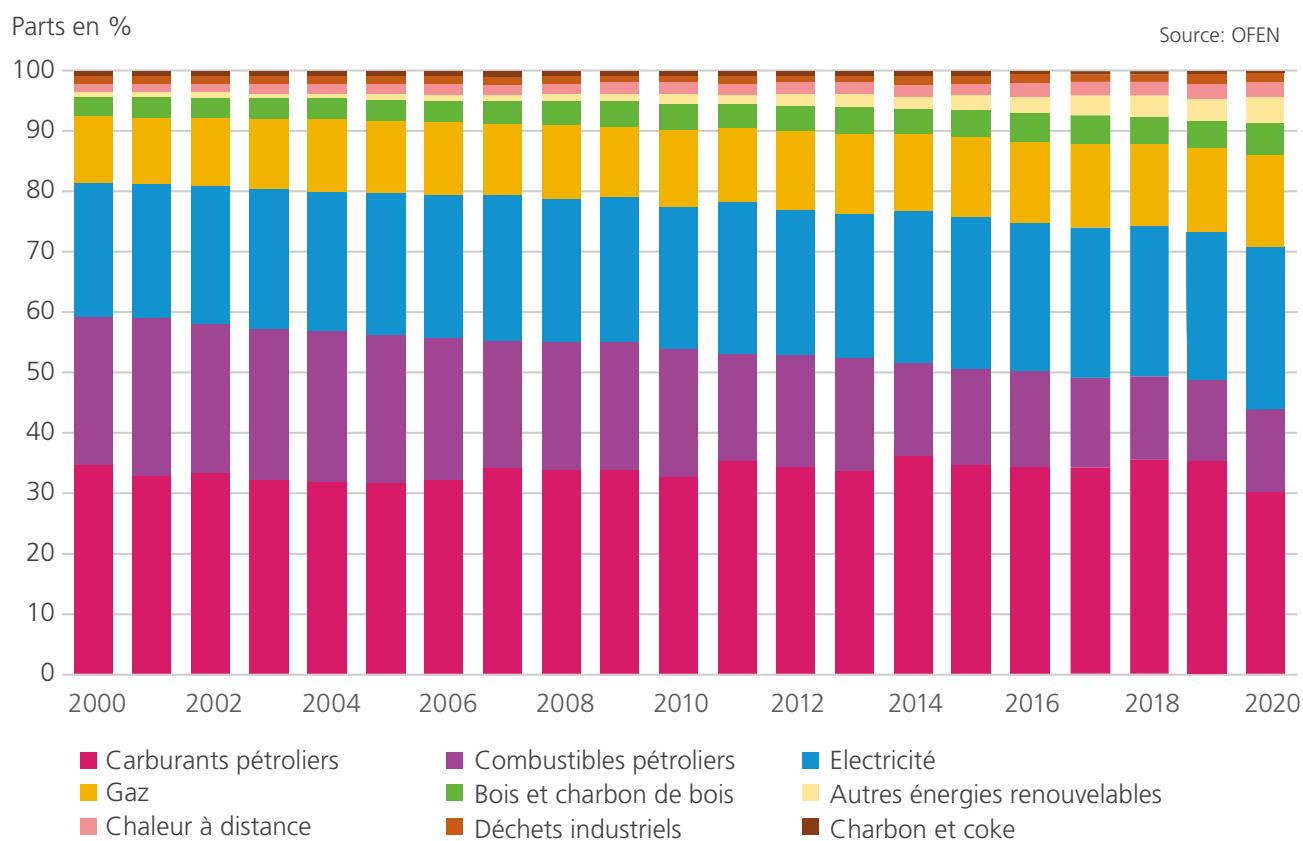


Figure 9: Diversification de l'approvisionnement en énergie: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

DÉPENDANCE VIS-À-VIS DE L'ÉTRANGER

La **figure 10** montre une tendance à la hausse du solde importateur entre 2000 et 2006, puis une baisse soumise à de fortes fluctuations occasionnelles. Simultanément, on observe une légère augmentation de la production indigène depuis 2000. Les importations brutes se composent essentiellement d'agents énergétiques fossiles et de combustibles nucléaires. La force hydraulique demeure la principale source d'énergie indigène, alors que les autres énergies renouvelables enregistrent une croissance continue. Comme l'indique la courbe grise, la part des importations dans la consommation énergétique brute (dépendance vis-à-vis de l'étranger) a augmenté entre 2000 et 2006 pour diminuer depuis lors tout en restant à un niveau élevé: en 2020, elle était de 71,9% (74,5% en 2019, 81,6% en 2006). Cependant, il faut interpréter ce ratio avec précaution, car il dépend de divers facteurs. De manière générale, on peut dire que les mesures d'efficacité énergétique, qui réduisent la consommation et par conséquent les importations, notamment d'énergies fossiles, ainsi que le développement de la production indigène d'énergie renouvelable réduisent la dépendance envers l'étranger et influencent positivement la sécurité de l'approvisionnement (sources: OFEN, 2021a / OFS / OFEV / ARE, 2021).

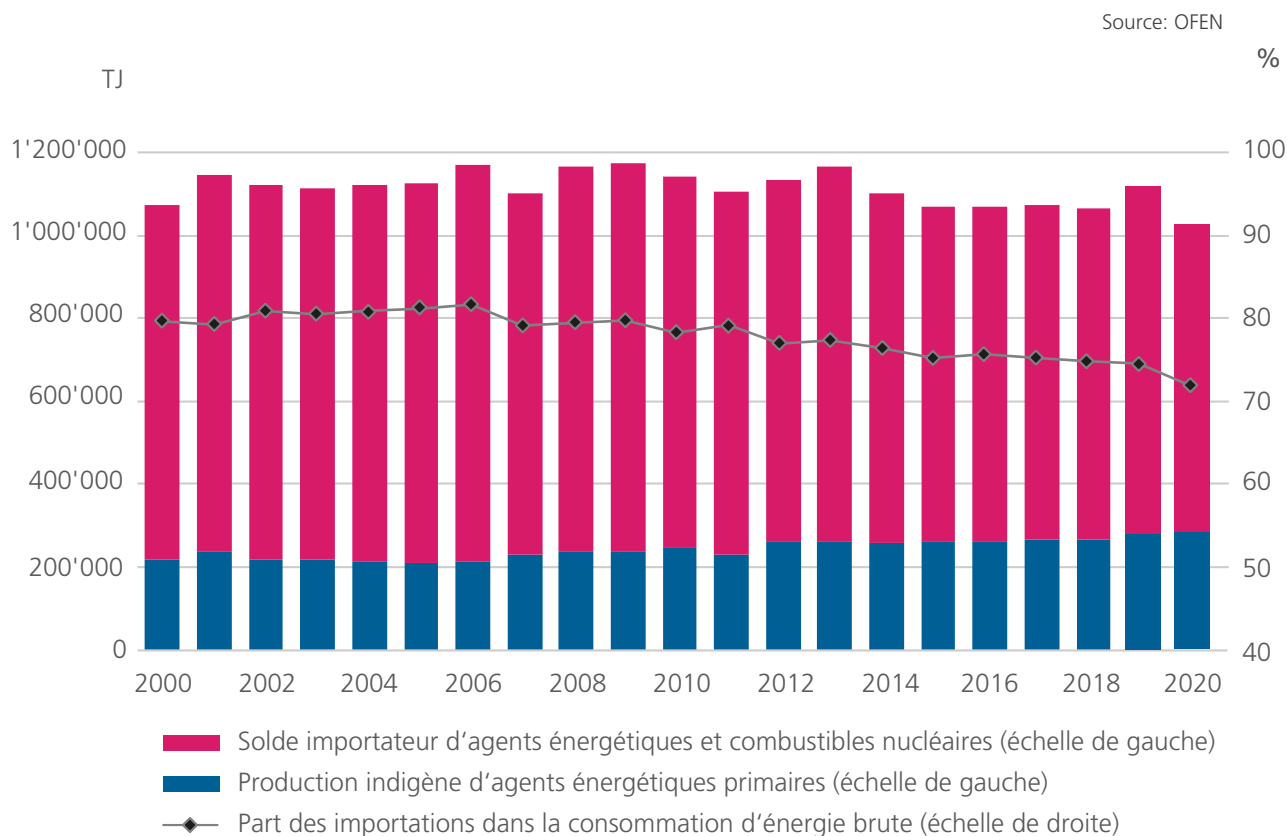


Figure 10: Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

RAPPORTS CONCERNANT LA SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ À COURT ET MOYEN TERME

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

Rapport de l'ElCom et de Swissgrid concernant les mesures au niveau du réseau: le rapport présente environ 80 mesures possibles dans les domaines du réseau, de la consommation et de la production. Ces mesures se distinguent par des

horizons temporels et des priorités différents. Le rapport ne donne toutefois qu'une estimation très approximative de leurs effets et de leurs coûts. De nombreuses mesures concernent Swissgrid et sont déjà en phase de mise en œuvre, ou du moins de planification. L'ElCom désigne six mesures comme prioritaires à l'heure actuelle. L'une d'elles concerne la conclusion prévue d'accords techniques de droit privé entre Swissgrid et les gestionnaires de réseau de transport de l'UE. Les autres mesures portent sur les points suivants: remplacement anticipé de transformateurs de couplage entre les niveaux de réseau à très haute tension (220 et 380 kV), afin de permettre une meilleure gestion des flux d'électricité; relèvement par endroits de la tension dans le réseau de transport afin d'augmenter les capacités des lignes; amélioration de la coordination entre le réseau de transport et les réseaux suprarégionaux; optimisation des travaux d'entretien; adaptations du concept d'exploitation. Selon la conclusion de l'étude, l'évaluation des mesures montre que les mesures à court terme les plus importantes ont déjà été prises ou sont en cours de mise en œuvre. Il s'agit principalement d'en accélérer la mise en œuvre et, si possible, de les réaliser encore d'ici 2025. L'analyse des mesures laisse cependant également apparaître que les opportunités d'améliorations potentiellement réalisables d'ici 2025 sont très restreintes pour différentes raisons. L'ElCom recommande donc de poursuivre les travaux préparatoires pour des mesures prévues à l'art. 9 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (efficacité, centrale à gaz de réserve, réserve hydraulique) (source: ElCom, 2021c).

Conséquences de l'absence de coopération avec l'UE (scénario le plus pessimiste): les problèmes susceptibles de surgir à partir de 2025 compte tenu des nouvelles règles en vigueur dans le cadre juridique européen sont traités dans une étude externe confiée par l'OFEN et l'ElCom à la société de conseil Frontier Economics début 2020 au vu des incertitudes qui prévalaient quant à la conclusion d'un accord sur l'électricité. L'étude montre que la réglementation du marché intérieur européen de

RAPPORTS CONCERNANT LA SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ À COURT ET MOYEN TERME

l'électricité a beaucoup évolué depuis le début des négociations relatives à un accord sur l'électricité en 2007. Cette évolution a également des répercussions pour la Suisse, car notre réseau de transport est étroitement lié à celui des pays voisins. Depuis 2020, le paquet «Une énergie propre pour tous les Européens» (Clean Energy Package) constitue un nouvel ensemble de réglementations, selon lequel tous les gestionnaires de réseau de transport européens doivent, à partir de 2025, réserver au moins 70% des capacités transfrontalières du réseau pour les échanges d'électricité entre États membres de l'UE. La législation européenne ne définit pas de modalités pour la prise en compte de pays tiers tels que la Suisse dans le calcul des capacités transfrontalières. De ce fait, la Suisse pourrait voir ses capacités d'importation se restreindre sensiblement. En outre, les flux d'électricité non planifiés engendrés par les échanges d'électricité entre pays voisins pourraient encore augmenter et menacer la stabilité du réseau en Suisse. En s'appuyant sur trois scénarios impliquant une coopération plus ou moins étroite, l'étude analyse la sécurité du réseau et la sécurité de l'approvisionnement en Suisse en 2025, autrement dit à l'échéance fixée par l'UE pour la mise en œuvre complète de la règle des 70%. Les trois scénarios

se fondent sur l'hypothèse la plus pessimiste. Ils partent d'une situation particulièrement éprouvante, dans laquelle les capacités transfrontalières avec les pays voisins sont parfois réduites de plus de 70%, et les blocs réacteurs I et II de la centrale nucléaire de Beznau ainsi qu'un tiers des centrales nucléaires françaises ne sont pas disponibles:

RAPPORTS CONCERNANT LA SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ À COURT ET MOYEN TERME

- **Dans le premier scénario**, il n'y a pas de coopération. Les pays voisins respectent la règle des 70% en limitant la capacité de transport depuis et vers la Suisse. En temps normal, la sécurité du réseau et la sécurité de l'approvisionnement sont assurées. Toutefois, selon le scénario le plus pessimiste défini pour l'étude, la situation devient critique vers la fin du mois de mars: les besoins en électricité en Suisse pourraient ne plus être couverts pendant 47 heures. Il manquerait 66 gigawattheures d'énergie par an¹⁰.
- **Dans le deuxième scénario**, Swissgrid conclut des accords techniques avec les gestionnaires de réseau de transport européens. Ces accords portent sur la prise en considération de la Suisse lors de la mise en œuvre de la règle des 70% aux frontières avec l'Italie du Nord, la France, l'Allemagne et l'Autriche. Ce scénario permet une gestion sûre de la situation la plus pessimiste. La Suisse dispose en tout temps de suffisamment d'énergie. La possibilité de conclure ces accords à temps n'est toutefois pas clairement établie.
- **Le troisième scénario** prévoit la conclusion d'un accord sur l'électricité garantissant la participation de la Suisse au marché intérieur européen de l'électricité. C'est le scénario qui permet de gérer la situation la plus pessimiste de la manière la plus sûre.

Un scénario sans coopération technique garantie par contrat est désavantageux pour la Suisse, selon la conclusion de l'étude. La sécurité de l'approvisionnement et aussi la sécurité du réseau seraient amoindries. Une collaboration technique garantie par contrat avec les gestionnaires de réseaux de transport européens améliorerait la sécurité du réseau et de l'approvisionnement de la Suisse. En cas de situations critiques, des capacités de transport suffisantes seraient disponibles pour importer de l'électricité aux frontières de la Suisse avec l'Allemagne, la France, l'Autriche et l'Italie. Un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE permettrait d'améliorer encore davantage la sécurité du réseau et de l'approvisionnement de la Suisse (Frontier Economics, 2021).

10 La consommation journalière d'une journée d'hiver type correspond environ à 180–200 GWh (source: statistique de l'électricité 2020).

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique

SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT:

- [Version détaillée du rapport de monitoring](#)
- [Rapports concernant la sécurité de l'approvisionnement en électricité à court et moyen terme \(en allemand, résumé en français\)](#)
- [Rapports de l'OFEN sur la modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse \(en allemand, résumé en français\)](#)
- [Rapports de l'ElCom sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité](#)
- [Rapport du PENTA sur la sécurité régionale de l'approvisionnement en électricité \(Europe centrale et occidentale\) \(en anglais\)](#)

► DÉPENSES ET PRIX

Outre la sécurité et l'impact environnemental, la rentabilité économique est l'une des importantes dimensions pour un 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 par étapes le système énergétique de la Suisse suite à l'abandon progressif de l'énergie nucléaire et à d'autres changements profonds dans le contexte énergétique, sans pour autant menacer la compétitivité internationale de la place économique suisse. C'est pourquoi ce champ thématique se concentre sur le monitoring des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie et sur les prix de l'énergie¹¹.

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

DÉPENSES DES CONSOMMATEURS FINAUX POUR L'ÉNERGIE

Indice: 2001 = 100

Sources: OFEN, OFS

Millions de CHF

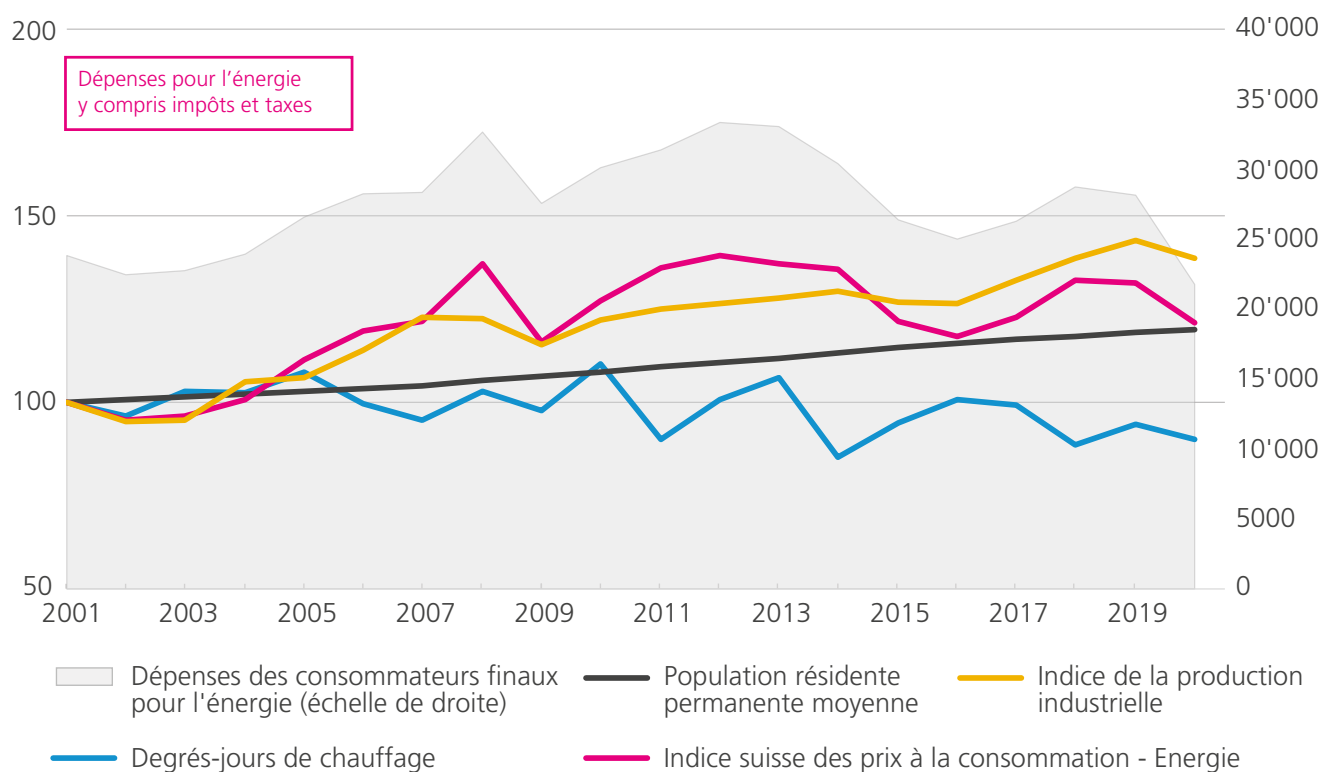


Figure 11: Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (estimations en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)

La **figure 11** présente l'évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie en Suisse. Elles s'élevaient à près de 21,7 milliards de francs en 2020. Il s'agit de la valeur la plus basse depuis 1999: suite à la pandémie de COVID-19, les prix de nombreux agents énergétiques ont baissé et les quantités consommées ont diminué. Le recul a été particulièrement prononcé concernant les dépenses pour les combustibles et carburants fossiles¹² qui affichaient cependant encore une part d'environ 40%, soit un peu moins que les dépenses consacrées à l'électricité. Plus de 10% des dépenses concernent le gaz, tandis que le reste se rapporte aux combustibles solides et à la chaleur à distance¹³. Entre 2001 et 2019, les dépenses pour l'énergie ont augmenté de 0,9% par an en moyenne, alors que pour la période

allant jusqu'à 2020, les dépenses pour l'énergie ont diminué de 23% par rapport à l'année précédente en raison de la situation exceptionnelle, atteignant ainsi une valeur encore moindre qu'en 2001. Pendant la même période, la production industrielle a progressé de 1,6% par an, tandis que la population croissait de 0,9% par an et que l'indice suisse des prix à la consommation augmentait de 1% par an dans le domaine de l'énergie. On constate que les dépenses de consommation finale et l'indice des prix à la consommation d'énergie évoluent de manière semblable. Cette similarité est notamment due au fait que les prix de l'énergie n'influencent guère à court terme le comportement des consommateurs, celui-ci dépendant plutôt des structures existantes (p. ex. le parc de véhicules et

DÉPENSES DES CONSOMMATEURS FINAUX POUR L'ÉNERGIE

le parc de logements). En d'autres termes, l'élasticité-prix à court terme est faible dans ce domaine. Sur le plan historique, on relève en 2008 une nette augmentation des dépenses de consommation finale pour l'énergie, suivie une année plus tard d'une forte baisse qu'expliquent en partie l'essor économique et le ralentissement subséquent en raison de la crise financière et économique. En 2020, les dépenses ont baissé nettement plus fortement que les prix. Cela peut s'expliquer par le fait que la pandémie a induit une baisse de la consommation d'énergie, notamment de carburant. L'amélioration de l'efficacité énergétique peut freiner la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (sources: OFEN, 2021a / OFS, 2021).

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

13 Les dépenses pour l'énergie englobent non seulement les dépenses consacrées à l'énergie et au transport, mais également tous les impôts et les taxes (p. ex. taxe sur le CO₂, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée, etc.). En 2019, les impôts et les taxes représentaient, selon une estimation de l'OFEN, 5,03 milliards de francs pour les carburants pétroliers, 1,32 milliard de francs pour les combustibles pétroliers, 2,03 milliards de francs pour l'électricité (hors rémunérations versées pour l'utilisation du réseau) et 0,75 milliard de francs pour le gaz (hors rémunérations versées pour l'utilisation du réseau).

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

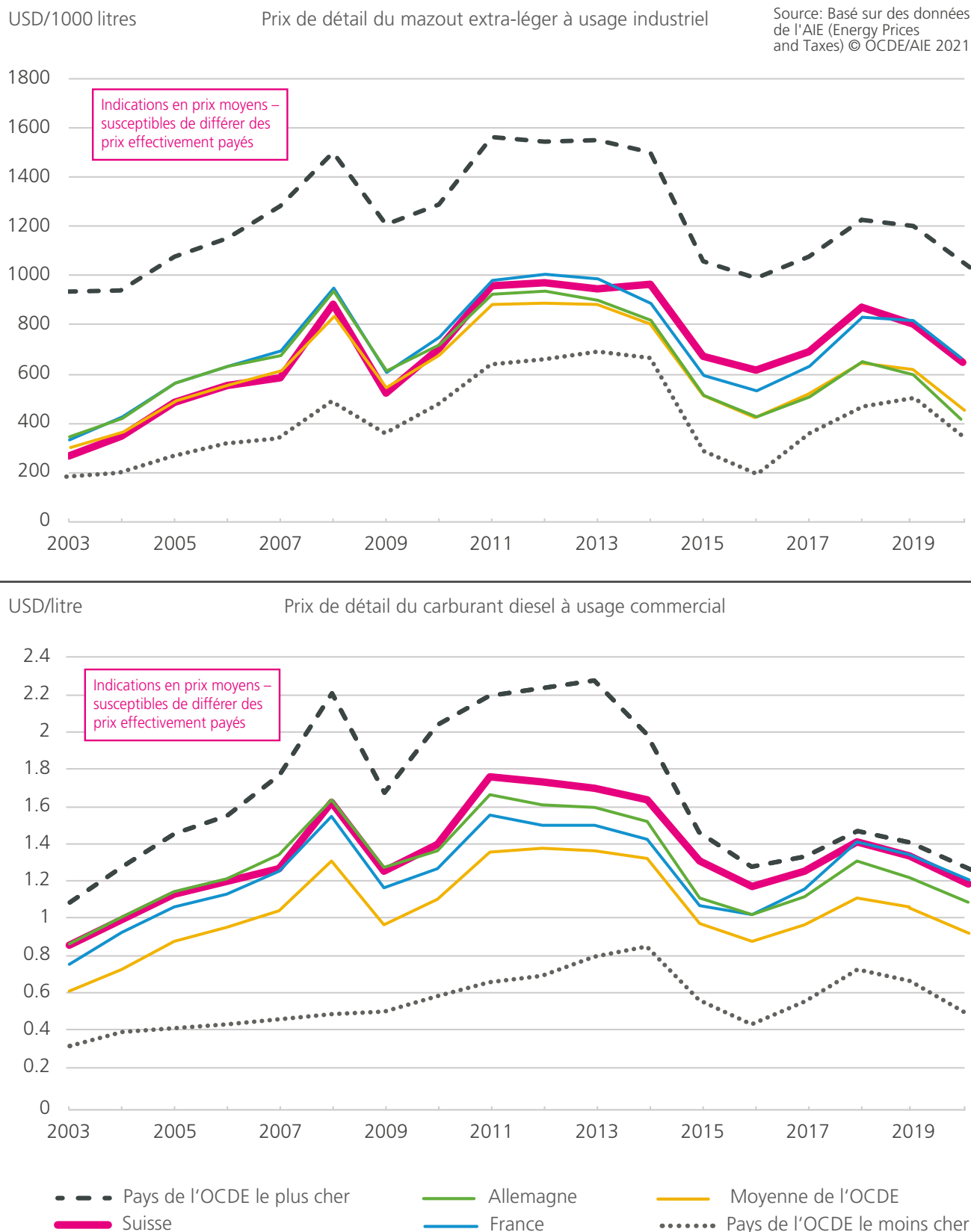


Figure 12: Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)

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

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 12**). En 2020 aussi, le prix du **mazout** est supérieur en Suisse à la moyenne de l'OCDE. En 2020, année de la pandémie de coronavirus, les prix pour les produits pétroliers ont nettement diminué au niveau mondial par rapport à l'année précédente et donc également en Suisse. Une explication, au moins partielle, de la hausse des prix du mazout en Suisse par rapport à d'autres pays au cours des dernières années pourrait résider dans le relèvement progressif de la taxe sur le CO₂, de 12 francs par tonne de CO₂ lors de son introduction en 2008 à 96 francs par tonne de CO₂ en 2018. Les relèvements de la taxe sont intervenus parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour réduire les émissions provenant des combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Le prix du **diesel** en Suisse est supérieur à celui noté en Allemagne ou à la moyenne de l'OCDE. Les prix de ce produit pétrolier ont également baissé l'année dernière dans tous les pays sous revue. La France a rattrapé la Suisse en termes de prix depuis 2018. La situation devrait être différente pour l'essence, parce que le diesel est frappé en Suisse de taxes relativement plus lourdes que l'essence par rapport aux autres pays. Cependant, le monitoring ne livre aucune information sur le prix de l'essence en comparaison internationale, car l'essence ne joue qu'un rôle secondaire dans l'industrie. Le prix du diesel en Suisse est sensiblement plus proche du prix le plus élevé que du prix le moins élevé des pays de l'OCDE (source: OCDE / AIE, 2021a).

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

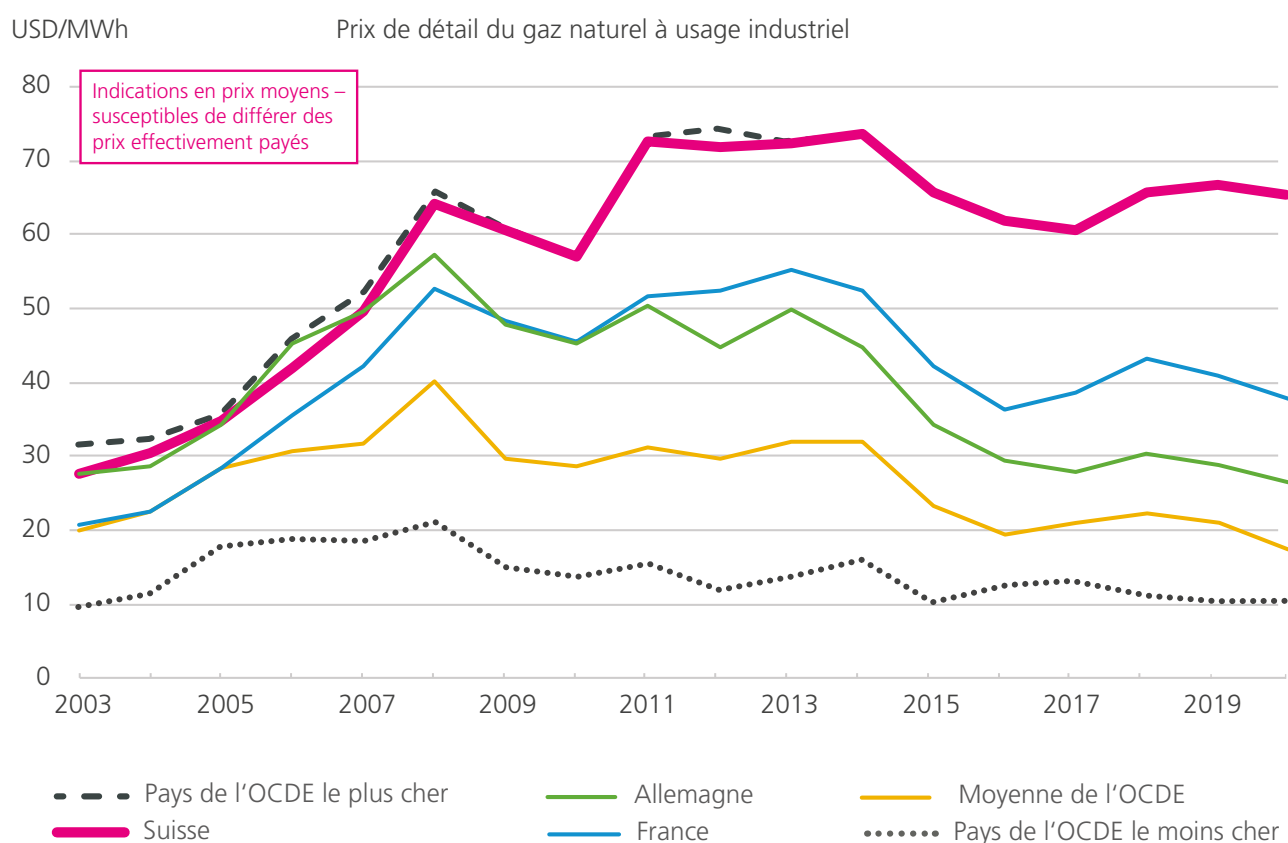
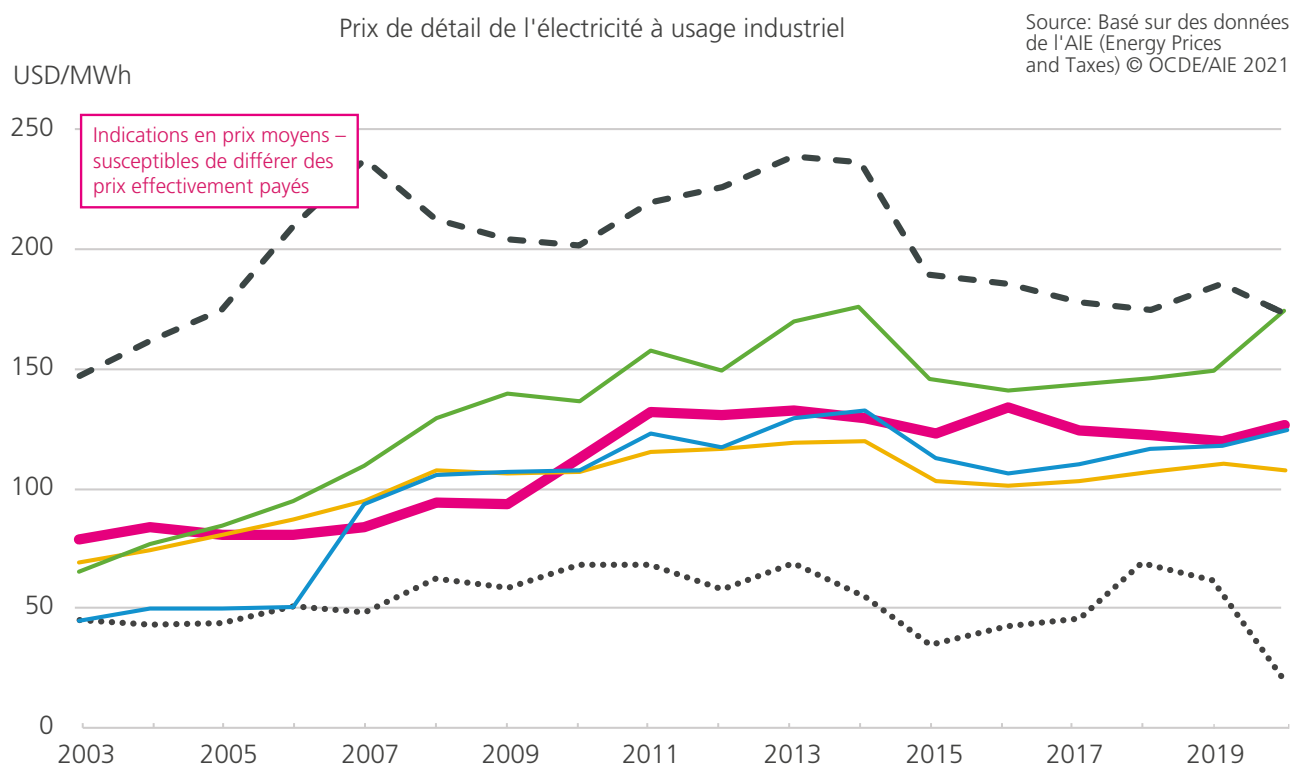


Figure 13: Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

Le prix de l'électricité dépend de nombreux facteurs, notamment les technologies employées dans la production, les coûts de production et de transport, les capacités des réseaux, la structure du marché et les taxes. L'évolution des prix de l'électricité en Suisse présente la même tendance à la stabilité, que ce soit en comparaison avec la France ou avec la moyenne des pays de l'OCDE (cf. **figure 13**). Le niveau des prix en Suisse est donc proche de la moyenne de l'OCDE et du niveau des prix en France, est inférieur à celui de l'Allemagne qui présente en 2020 le prix de l'électricité le plus élevé parmi les pays de l'OCDE. Il faut toutefois se montrer prudent en interprétant les différences de niveau, car les entreprises grandes consommatrices d'électricité peuvent être exemptées des taxes comprises dans le prix et parce que la base de données n'est pas complète. En effet, les prix facturés aux clients industriels qui achètent sur le marché libre ne sont pas recensés en Suisse. La part de ces clients industriels a constamment augmenté en Suisse depuis l'ouverture partielle du marché. Actuellement, environ deux tiers des clients ayant le droit d'accéder au marché ont opté pour le marché libre et soutirent quatre cinquièmes de la quantité d'énergie correspondante¹⁴. S'agissant du **gaz naturel**, les prix en Suisse sont nettement supérieurs à ceux de l'Allemagne et de la France ainsi qu'à la moyenne des pays de l'OCDE. Dans ce domaine, la Suisse était le plus cher des pays de l'OCDE en 2010, en 2011 et depuis 2013. Les écarts par rapport aux autres pays de l'OCDE sont considérables, en particulier par rapport au Canada, le pays où les prix étaient les moins élevés en 2020. Ces différences de prix peuvent s'expliquer de diverses manières: comme mentionné ci-dessus, la taxe sur le CO₂ frappant les combustibles a été relevée, ce qui apparaît dans les chiffres. Dans ce cadre, il faut considérer que certaines entreprises peuvent se faire exempter de la taxe pour autant

qu'elles s'engagent à réduire leurs émissions en contrepartie, ce qui n'apparaît toutefois pas dans les présents chiffres. Certes, ces entreprises paient aussi le prix de détail, mais elles peuvent obtenir sur demande le remboursement de la taxe. Pourtant, la taxe sur le CO₂ n'explique que partiellement le prix relativement élevé et elle ne fournit aucune explication pour les années antérieures à 2008. On peut chercher des explications supplémentaires dans les coûts de réseau élevés (ils sont dus par exemple au nombre assez limité de raccordements par kilomètre) et dans l'intensité concurrentielle. En effet, les marchés gaziers des pays qui ont servi à la comparaison étaient intégralement ouverts pendant la période de comparaison. En Suisse, une convention de branche a permis de réglementer en 2012 les conditions d'achat de gaz naturel par les grands clients industriels, quelques centaines de clients finaux pouvant dès lors choisir librement leur fournisseur de gaz. Le Conseil fédéral a proposé fin d'octobre 2019 dans le cadre de la procédure de consultation relative à une loi sur l'approvisionnement en gaz une ouverture partielle du marché. Par rapport à la convention de branche actuelle, davantage de clients auraient ainsi accès au marché (environ 40 000). En outre, la Commission de la concurrence a entièrement ouvert le marché du gaz dans la région de Lucerne de par sa décision de juin 2020, donnant ainsi un signal à l'ensemble de la Suisse (sources: OCDE/AIE, 2021a / Conseil fédéral 2019b / COMCO, 2020).

¹⁴ Source: ElCom, rapport d'activité 2030, p. 35



► EMISSIONS DE CO₂

La politique énergétique et la politique climatique sont étroitement liées, puisqu'environ les trois quarts des émissions de gaz à effet de serre générées en Suisse sont causées par l'utilisation d'agents énergétiques fossiles. La Stratégie énergétique 2050 doit contribuer à réduire la consommation d'énergies fossiles et, ainsi, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie. Elle contribue ainsi à la réalisation des objectifs de la politique climatique jusqu'en 2030, ainsi qu'à l'objectif à long terme de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050 qui a été décidé par le Conseil fédéral en 2019 et concrétisé dans la Stratégie climatique à long terme correspondante (Conseil fédéral, 2019a+2021a). Proportionnellement, le gaz à effet de serre le plus important est le dioxyde de carbone (CO₂). Il émane surtout de la combustion des combustibles et carburants fossiles (mazout, gaz naturel, essence, diesel). Le monitoring annuel observe par conséquent l'évolution des émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant, globalement, par secteurs et en relation à d'autres valeurs. L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre établi chaque année par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), conformément aux directives de la Convention-cadre sur les changements climatiques de l'ONU, constitue la principale source pour les indicateurs.

EMISSIONS DE CO₂ LIÉES À L'ÉNERGIE PAR HABITANT

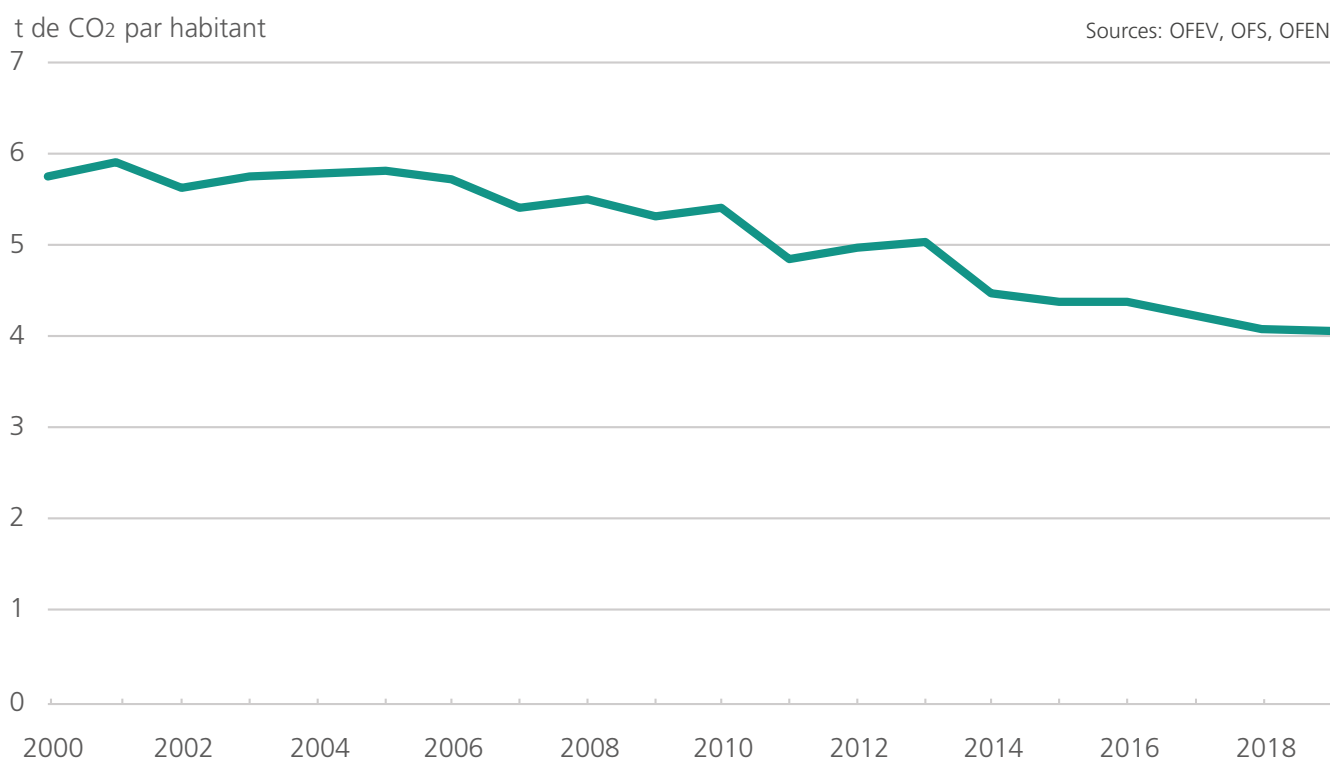


Figure 14: Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)¹⁵

Les Perspectives énergétiques 2050+ montrent comment la Suisse peut transformer son approvisionnement en énergie d'ici 2050 conformément à l'objectif zéro émission nette du Conseil fédéral (Prognos / TEP / Infras / Ecoplan, 2020). Cette valeur cible doit également être respectée pour les émissions de CO₂ liées à l'énergie. L'objectif stratégique global à long terme qui était mentionné dans le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (2013), à savoir réduire les émissions de CO₂ liées à l'énergie à 1 voire 1,5 tonne par habitant d'ici 2050, est donc obsolète. Dans un monde à zéro émission nette dans lequel toutes les émissions évitables doivent être éliminées jusqu'en 2050, les émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie s'élèvent, selon les Perspectives énergétiques 2050+, encore à environ 0,4 tonne par habitant. En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000 (cf. **figure 14**). Le volume global d'émissions de CO₂ liées à l'énergie a légèrement baissé depuis l'an 2000, alors que l'effectif de la population n'a cessé d'augmenter pendant la même période. On assiste donc à une dissociation de plus en plus marquée entre la croissance démographique et les émissions de CO₂.

En 2019, les émissions indigènes par habitant se montaient à environ 4,0 tonnes, soit 30% en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 tonnes)¹⁶. En comparaison internationale, ce chiffre est plutôt faible en Suisse en raison d'une production électrique largement exempte d'émissions de CO₂ et de la forte part du secteur des services dans la création de valeur. Afin de pouvoir atteindre l'objectif climatique de zéro émission nette d'ici 2050, les émissions liées à l'énergie par habitant doivent toutefois diminuer plus fortement que jusqu'ici (sources: OFEV, 2021 / OFS, 2021 / OFEN, 2021a).

¹⁵ Délimitation conforme à la loi sur le CO₂ (sans le trafic aérien international, mais avec les différences statistiques). Sans correction de l'incidence des conditions climatiques.

¹⁶ À titre de comparaison, les émissions de tous les gaz à effet de serre par habitant étaient d'environ 5,4 tonnes en 2019. Par rapport à la valeur de l'an 2000 (7,4 tonnes), cela correspond à une diminution de près de 23%. En pourcentage, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ont donc diminué un peu plus que les gaz à effet de serre dans leur ensemble.

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

Millions de tonnes de CO₂

Sources: OFEV, OFEN

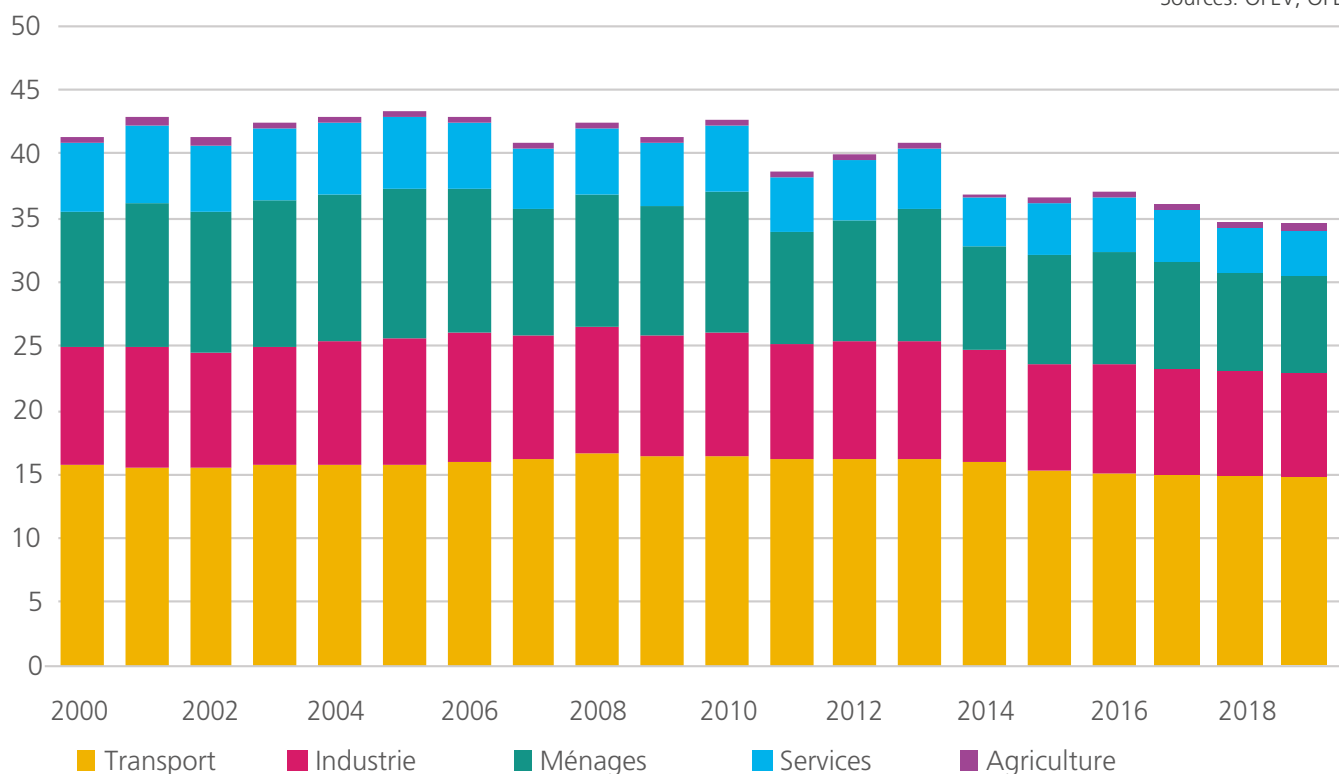


Figure 15: Émissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO₂, sans le trafic aérien international)

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (cf. **figure 15**) atteignaient au total près de 34,6 millions de tonnes de CO₂ en 2019, soit 17% de moins qu'en l'an 2000. La plus grande partie de ces émissions (part: 43% en 2019, sans le trafic aérien international) provient des **transports**, le trafic routier motorisé en produisant une large part¹⁷. Les émissions de CO₂ du secteur des transports ont baissé d'environ 1 million de tonnes entre l'an 2000 et 2019. Le trafic aérien international joue un rôle de plus en plus important: après un fléchissement au début des années 2000, ses émissions n'ont cessé de progresser depuis 2005 et représentaient 5,7 millions de tonnes de CO₂¹⁸ en 2019. Les émissions de CO₂ liées à l'énergie de **l'industrie** (part: 23% en 2019) proviennent surtout de la production de biens et, dans une moindre mesure, du chauffage des bâtiments. On relève une

légère baisse depuis l'an 2000, en raison notamment de la bonne efficacité des mesures adoptées, des gains d'efficacité et d'une dissociation de la production industrielle et des émissions de CO₂. Les fluctuations au fil du temps sont avant tout liées aux conditions conjoncturelles et météorologiques. En ce qui concerne les **ménages**, les émissions (part: 22% en 2019) proviennent avant tout du chauffage et de la production d'eau chaude. Depuis l'an 2000 les émissions ont diminué, bien que la surface habitable chauffée ait augmenté. Cette évolution témoigne également d'un gain d'efficacité et d'une substitution accrue vers des technologies pauvres en CO₂. Étant donné qu'un grand nombre de systèmes de chauffage fossiles sont encore en service, les émissions annuelles dépendent fortement des conditions météorologiques. Les émissions sont plus

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

élevées les années où les hivers sont relativement froids et plus faibles les années où les températures sont plus clémentes à cette saison. La même remarque s'applique au secteur des **services**, dans lequel les émissions de CO₂ liées à l'énergie (part: 10% en 2019) sont également en léger recul depuis l'an 2000, mais présentent des fluctuations observables dues aux conditions météorologiques. Enfin, dans **l'agriculture**, les émissions de CO₂ liées à l'énergie ont elles aussi un peu fléchi depuis l'an 2000, leur part dans les émissions totales de CO₂ étant très faible (part: 2% en 2019). Le méthane et le dioxyde d'azote, surtout, sont prépondérants dans l'agriculture, et non les émissions de CO₂ liées à l'énergie. Dans l'ensemble, les parts respectives des divers secteurs dans les émissions totales de CO₂ liées à l'énergie ont peu changé depuis l'an 2000. Les contributions du secteur des transports et de l'industrie ont progressé (respectivement de

38% à 43% et de 22% à 23%), tandis que la part des ménages et des services est désormais moins élevée (sources: OFEV, 2021+2020 / OFEN, 2021a / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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

18 Le trafic aérien international ne figure pas dans le bilan international et n'est donc pas pris en compte lorsque l'on évalue la réalisation des objectifs de la politique climatique. S'il y était inclus, il représenterait environ 14% des émissions totales de CO₂ liées à l'énergie. S'il était affecté au secteur des transports, la part correspondante s'inscrirait à 28%.

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



► RECHERCHE ET TECHNOLOGIE

Les objectifs à long terme de la Stratégie énergétique 2050 supposent que le développement technologique se poursuive. Pour le promouvoir, la Suisse a alloué nettement plus de ressources à la recherche énergétique. En règle générale, des indicateurs ne permettent pas de mesurer les progrès accomplis dans les domaines de la recherche et de la technologie. C'est pourquoi le monitoring annuel se concentre sur les dépenses des collectivités publiques en faveur de la recherche énergétique, ces dépenses servant d'indicateur des efforts consentis dans ce domaine.

DÉPENSES DES COLLECTIVITÉS PUBLIQUES POUR LA RECHERCHE ÉNERGÉTIQUE

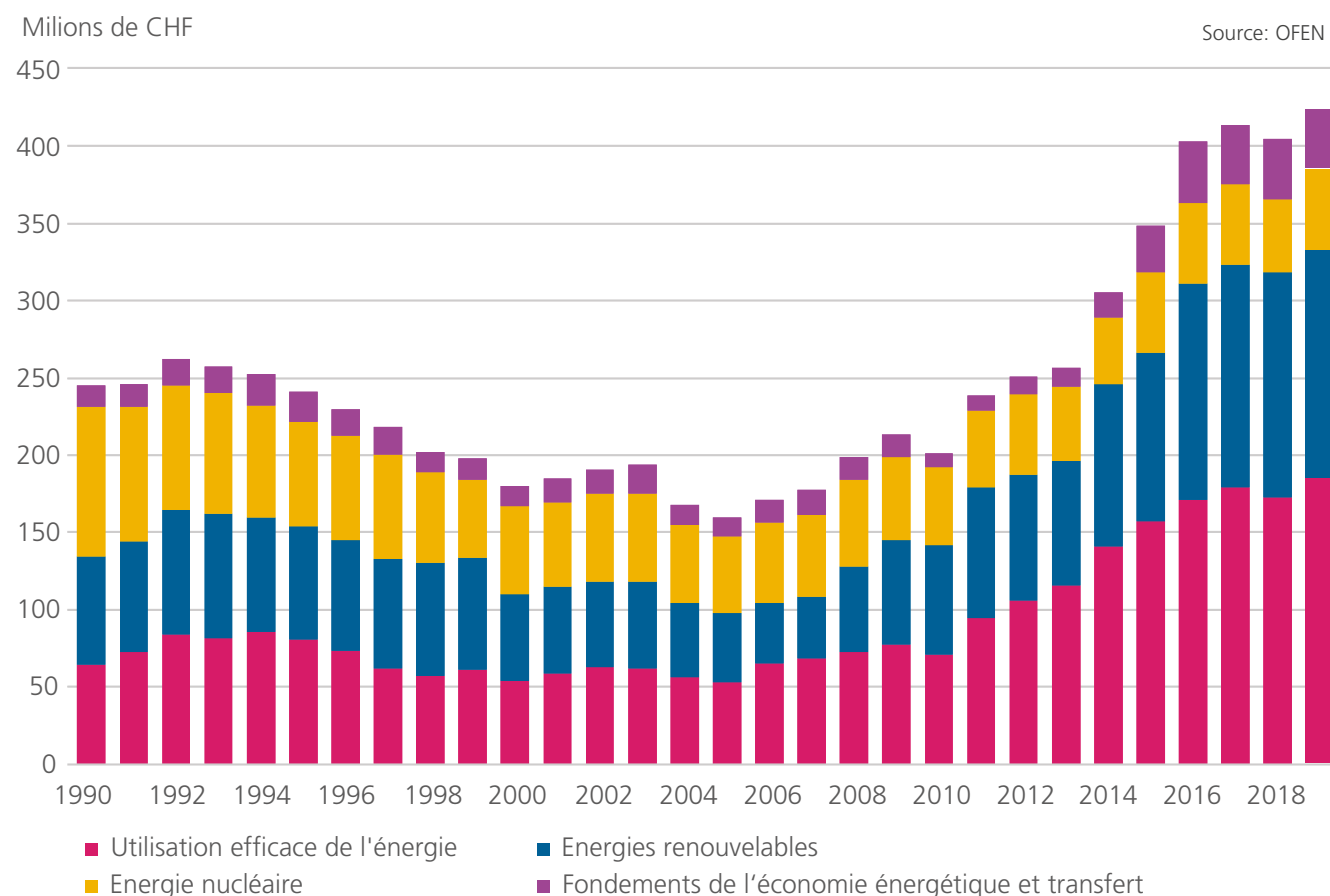


Figure 16: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)¹⁹

Depuis 2005, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. **figure 16**). Depuis 2014 surtout, on observe une nette augmentation dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». Le développement et la mise en place, par Innosuisse, des pôles de compétence suisses en recherche énergétique (SCCER), le lancement par le Fonds national suisse (FNS) de nouveaux programmes de recherche nationaux dans le domaine de l'énergie (PNR 70 et 71) de même que le développement ciblé des projets pilotes, de démonstration et des projets phares de l'OFEN ont fortement contribué à cette expansion. Les dépenses totales 2019 des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'élevaient à près de 427 millions de francs (valeur réelle; 2018: près de 406 millions de francs). Conformément aux priorités fixées dans la Stratégie énergétique 2050, la majeure partie de ces fonds sont répartis entre

les domaines de recherche *Utilisation efficace de l'énergie* (43,6% en 2019) et *Energies renouvelables* (35,1% en 2019). En chiffres absolus, les dépenses en faveur du domaine de recherche *Énergie nucléaire (fission nucléaire et fusion nucléaire)* sont restées stables depuis 2004, leur part dans les dépenses totales diminuant toutefois pour atteindre 12,1% en 2019. La part revenant au domaine de recherche *Fondements de l'économie énergétique et transfert* se montait à 9,1% (source: OFEN, 2021c).

¹⁹ Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

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



► ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL

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

EVOLUTION DES MARCHÉS GLOBAUX DE L'ÉNERGIE

L'Europe et d'autres régions du monde sont actuellement confrontées à une hausse des prix de l'énergie, ce qui a également des conséquences sur la Suisse (notamment pour ce qui est de l'électricité, du pétrole et du gaz). Une des principales raisons de cette situation est l'augmentation de la demande mondiale d'énergie: la relance économique après le pic de la pandémie de COVID-19 est en marche et la production ne peut pas être augmentée à la même vitesse. En outre, le prix du CO₂ sur le marché européen a fortement augmenté en 2021. Le 13 octobre 2021, la Commission européenne a présenté une «boîte à outils» que l'UE et ses États membres peuvent utiliser pour faire face à l'impact immédiat des augmentations de prix actuelles et renforcer davantage la résilience face aux chocs futurs. Lors du Conseil européen du 21 octobre 2021, les chefs d'État et de gouvernement ont également discuté des prix élevés de l'énergie (source: COM(2021) 660 final / Conseil européen, 2021).

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

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

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

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

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

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

EVOLUTION DES MARCHÉS GLOBAUX DE L'ÉNERGIE

élevée au niveau mondial, conjuguée à la baisse des flux de GNL et au transit quasi inexistant de gaz russe par le gazoduc passant par l'Ukraine, a favorisé une forte hausse des prix TTF qui ont atteint par moments en octobre 2021 un niveau record historique de plus de 100 euros par MWh, avec cependant des prix à terme à nouveau en dessous de 50 euros par MWh pour le mois d'avril prochain (sources: OCDE/AIE, 2021c / UE, 2021 / Argus Gas Connections²⁰).

CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émission: en juin 2020, le prix des droits d'émission de CO₂ a augmenté à 23,5 euros la tonne de CO₂, pour atteindre à nouveau le niveau d'avant la pandémie de COVID-19. Suite à l'annonce par la Commission européenne du paquet climatique «Ajustement à l'objectif 55» (*cf. ci-dessous*) et les prix relativement élevés du gaz et du charbon, le prix du CO₂ a grimpé à 60 euros par tonne en septembre 2021 et est resté à ce niveau historiquement élevé depuis. Le prix à terme (future) pour les années 2022 à 2024 est également de 60 euros par tonne (sources: UE, 2021 / EEX²¹).

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

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

²⁰ www.argusmedia.com

²¹ www.eex.com

ÉVOLUTIONS DANS L'UE: LE «PACTE VERT POUR L'EUROPE» ET LE PAQUET «AJUSTEMENT À L'OBJECTIF 55» («FIT FOR 55»)

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

- **Système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE:** la Commission propose d'abaisser encore le plafond global des émissions et de relever son taux annuel de réduction. D'ici 2030, la réduction des émissions de CO₂ dans le domaine du SEQE doit être de 61% par rapport à 2005. La Commission propose également de supprimer progressivement les quotas d'émission à titre gratuit pour l'aviation, de s'aligner sur le régime mondial de compensation et de réduction de carbone pour l'aviation internationale (CORSIA) et d'intégrer pour la première fois les émissions du transport maritime dans le SEQE de l'UE. Elle propose aussi d'augmenter la taille des Fonds pour l'innovation et la modernisation qui sont financés par la mise aux enchères des quotas d'émission.
- **Nouveau système d'échange de quotas d'émission dans les transport routiers et les bâtiments:** afin de remédier aux réductions des émissions manquantes dans les transport routier et les bâtiments, un nouveau système d'échange de quotas d'émission distinct sera mis en place, d'une part, pour la distribution de carburant pour le transport routier et, d'autre part, pour les combustibles dans bâtiments. Ils pourront fusionner à l'avenir lorsque les coûts de réduction des émissions se seront rapprochés entre les secteurs.
- **Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières:** ce nouveau mécanisme fixera un prix du carbone pour les importations de certains produits. On garantira ainsi que les réductions d'émissions européennes auront pour effet de contribuer à la diminution des émissions au niveau mondial et non pas de repousser la production à forte intensité de carbone au-delà des frontières européennes. Ce mécanisme a aussi pour finalité d'encourager les industries en dehors de l'UE ainsi que les partenaires internationaux de l'UE à prendre des mesures allant dans le même sens. La proposition de la Commission prévoit également qu'à l'avenir, le nouveau mécanisme remplace complètement l'allocation à titre gratuit de quotas d'émission.
- **Normes en matière d'émissions pour les véhicules:** Des normes plus strictes en matière d'émissions de CO₂ pour les voitures de tourisme et les véhicules utilitaires légers doivent accélérer la transition vers la mobilité à émissions nulles. La Commission propose d'imposer une réduction des émissions moyennes des voitures neuves de 55% à partir de 2030 et de 100% à partir de 2035 par rapport aux niveaux de 2021. En conséquence, toutes les voitures de tourisme et les voitures de livraison neuves immatriculées à partir de 2035 doivent être des véhicules à émissions nulles.
- **Taxation de l'énergie:** une révision de la directive sur la taxation de l'énergie propose d'aligner la taxation des produits énergétiques sur les politiques de l'UE en matière d'énergie et de climat. Les taux minimaux doivent être relevés, la taxation de l'énergie doit être harmonisée et les exonérations ou réductions fiscales obsolètes qui encouragent actuellement l'utilisation de combustibles fossiles doivent être supprimées. Les traités de l'UE ne prévoient pas de compétence pour ces

ÉVOLUTIONS DANS L'UE: LE «PACTE VERT POUR L'EUROPE» ET LE PAQUET «AJUSTEMENT À L'OBJECTIF 55» («FIT FOR 55»)

questions fiscales, ce qui signifie que l'adoption de cette directive, contrairement aux autres propositions législatives, requiert un vote unanime des États membres.

- **Énergies renouvelables:** la révision de la directive sur les énergies renouvelables relèvera l'objectif contraignant au niveau de l'UE de telle sorte que les énergies renouvelables représentent 40% de la consommation d'énergie finale d'ici 2030. Des objectifs spécifiques sont proposés en ce qui concerne l'utilisation des énergies renouvelables dans les transports, les systèmes de chauffage et de refroidissement, les bâtiments et l'industrie. La révision prévoit également de renforcer les critères de durabilité pour l'utilisation de la biomasse. Les régimes d'aide en faveur de la biomasse élaborés par les États membres doivent par ailleurs respecter le principe de l'utilisation en cascade de la biomasse ligneuse.
- **Efficacité énergétique:** afin d'abaisser la consommation globale d'énergie, de réduire les émissions et de lutter contre la précarité énergétique, la révision de la directive sur l'efficacité énergétique prévoit, au niveau de l'UE, un objectif annuel contraignant plus ambitieux en matière de réduction de la consommation d'énergie²². La directive oriente la manière dont les contributions nationales indicatives à l'objectif sont établies et multiplie presque par deux l'obligation annuelle en matière d'économies d'énergie pour les États membres, soit 1,5%. Le secteur public est tenu de rénover 3% de ses bâtiments chaque année.
- **Réduction des émissions de CO₂ en dehors du SEQUE:** une révision du règlement sur la répartition de l'effort renforce les objectifs de réduction des émissions assignés à chaque État membre en dehors du SEQUE conformément à l'objectif de réduction des émissions de l'UE de 40% en 2030 par rapport à 2005. Ces objectifs tiennent compte de la situation de départ et des capacités de chaque État membre.

- **Utilisation des terres, foresterie et agriculture:** une révision du règlement sur l'utilisation des terres, la foresterie et l'agriculture (UTCATF) établit, pour l'UE, un objectif global d'absorption de carbone, par l'utilisation des terres, équivalant à 310 millions de tonnes d'émissions de CO₂ d'ici à 2030.
- **Règlement sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs:** la proposition porte sur l'abrogation de la directive existante sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, afin de créer un nouveau règlement en vue du déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs. Selon la Commission, seul un règlement peut permettre d'accélérer le déploiement nécessaire des infrastructures (les règlements de l'UE s'appliquent automatiquement dans toute l'UE dès leur entrée en vigueur). L'acte juridique contient des dispositions détaillées pour les États membres sur le déploiement d'une infrastructure de recharge pour les véhicules électriques (y compris les navires), de stations de ravitaillement en hydrogène et en GNL, ainsi que des spécifications sur la facturation, la détermination des prix et la fourniture de données pour les exploitants des infrastructures de recharge et des stations de ravitaillement.

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

ÉVOLUTIONS DANS L'UE: LE «PACTE VERT POUR L'EUROPE» ET LE PAQUET «AJUSTEMENT À L'OBJECTIF 55» («FIT FOR 55»)

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

La loi européenne sur le climat transforme en droit contraignant l'engagement de l'UE en faveur de la neutralité climatique et l'objectif intermédiaire de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55% d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990. La loi est entrée en vigueur en juillet 2021²³.

Les développements au sein de l'UE dans le cadre du pacte vert pour l'Europe **revêtent également un intérêt pour la Suisse**. Ils montrent les grands axes de la politique énergétique et climatique européenne des prochaines décennies, qui influenceront également la politique énergétique et climatique suisse. De nombreux aspects du pacte vert, en particulier ceux concernant son financement, sont internes à l'UE. Parallèlement, il convient d'observer attentivement la future concrétisation de ce pacte et d'identifier précocement les défis éventuels qui en découleraient pour la Suisse. Différents points du paquet «Ajustement à l'objectif 55», par exemple,

touchent la Suisse, notamment la révision du SEQE de l'UE, le SEQE étant couplé au système d'échange de quotas d'émission suisse depuis début 2020. Selon la proposition de règlement de la Commission, la Suisse est exclue du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières en raison de ce couplage: la taxe d'ajustement carbone aux frontières n'est donc pas perçue lors de l'exportation de produits suisses vers l'UE. Il convient d'observer les conséquences possibles du nouveau mécanisme d'ajustement carbone aux frontières sur l'ensemble des chaînes d'approvisionnement des producteurs suisses. Il faut également examiner comment la Suisse peut faire face aux nouvelles prescriptions sur les émissions des véhicules à partir de 2025.

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

POLITIQUE CLIMATIQUE INTERNATIONALE

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

la Géorgie. L'Accord de Paris, adopté en décembre 2015 par les différentes nations après des années de négociations, est en vigueur depuis le 4 novembre 2016. Il renoue avec la deuxième période d'engagement du Protocole de Kyoto et oblige tous les États à prendre des mesures pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Ceci dans le but commun de contenir à nettement moins de 2 degrés Celsius la hausse globale de la température par rapport au niveau préindustriel, des efforts devant être entrepris afin de limiter l'augmentation à 1,5 degré Celsius. Les autres objectifs de cet accord consistent à améliorer les capacités d'adaptation face aux conséquences inévitables du changement climatique et d'adapter les flux financiers en visant un développement à faible émission de gaz à effet de serre et résilient aux changements climatiques. La Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (UNFCCC) regroupe actuellement 197 parties et a été ratifiée par 191 États ainsi que par l'UE. Après son entrée en fonction en janvier 2021, le président américain Joe Biden a initié le retour des États-Unis dans l'Accord de Paris. Ce faisant, il est revenu sur la décision de son prédécesseur qui avait fait savoir en 2017 que les États-Unis voulaient se retirer de l'Accord de Paris.

La Suisse a signé l'Accord de Paris en 2015 et l'a ratifié à l'automne 2017. Elle a annoncé un engagement de réduction des gaz à effet de serre de 50% à l'horizon 2030 par rapport à 1990. En vue de mettre en œuvre l'accord sur le plan national d'ici 2030, le Conseil fédéral et le Parlement avaient décidé de réviser la loi sur le CO₂. Ce projet de révision a cependant été rejeté par le peuple suisse lors de la votation de juin 2021. L'objectif soumis au niveau international reste valable même après le rejet de la révision de la loi sur le CO₂. Le Conseil fédéral entend mettre un nouveau projet de loi en consultation d'ici fin 2021, celui-ci devant tenir compte du résultat de la votation et créer une base aussi large que possible pour la future politique climatique de la Suisse. Depuis la ratification de l'Accord de Paris, la Suisse est en outre juridiquement tenue de prendre des mesures d'atténuation

POLITIQUE CLIMATIQUE INTERNATIONALE

et d'adaptation aux changements climatiques. Elle doit en outre continuer de rendre compte avec le «Biennial Report» tous les deux ans au Secrétariat de la Convention-cadre sur le climat des Nations Unies de l'évolution de ses émissions de gaz à effet de serre, des mesures de réduction des émissions et d'adaptation prévues et de sa contribution au financement international pour le climat.

Début août 2021, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié son 6e rapport sur les bases scientifiques des changements climatiques. Le rapport confirme les conclusions des rapports précédents du GIEC, à savoir la contribution des gaz à effet de serre d'origine anthropique au réchauffement planétaire ainsi que le lien entre changement climatique et hausse de la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes, tels que les canicules, les fortes précipitations et les périodes de sécheresse. En 2018, le GIEC avait exposé dans un rapport spécial les conséquences d'un réchauffement mondial de 1,5 degré et les avait comparées avec l'impact d'un réchauffement de 2 degrés. Il ressort clairement de ce rapport qu'une augmentation de la température moyenne d'au moins 1,5 degré à l'échelle mondiale aurait déjà de graves incidences sur les écosystèmes et que celles-ci s'accroîtraient encore sensiblement

si ce réchauffement atteignait les 2 degrés. Le bilan des émissions de CO₂ doit déjà atteindre le niveau de zéro émission nette dès le milieu du siècle pour limiter ce réchauffement climatique à 1,5 degré. En se basant sur ces travaux, le Conseil fédéral a décidé en 2019 que d'ici à 2050, la Suisse ne devra plus rejeter dans l'atmosphère davantage de gaz à effet de serre que ce que les réservoirs naturels et artificiels sont capables d'absorber (zéro émission nette jusqu'en 2050). Cet objectif climatique garantit la contribution de la Suisse à la limitation du réchauffement climatique à 1,5 degré au plus à l'échelle mondiale. En janvier 2021, le Conseil fédéral a adopté la Stratégie climatique à long terme de la Suisse. En août 2021, il a également proposé dans le message relatif au contre-projet direct à l'initiative pour les glaciers d'inscrire de manière contraignante dans la Constitution le niveau de zéro émission nette de gaz à effet de serre, qui n'était jusqu'à présent qu'un objectif indicatif (sources: Conseil fédéral, 2021a+c+f+g+2020+2019b / DETEC, 2021 / IPCC, 2018+2021).

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

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

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

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

La Suisse s'est engagée pour la **coopération multilatérale** dans le cadre des institutions multilatérales de l'énergie, notamment l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Depuis mars 2021, la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga siège au sein de la «Global Commission on People-Centred Clean Energy Transitions» de l'AIE. Cette commission entend contribuer à un système énergétique mondial qui place l'être humain au cœur d'une transition vers une énergie propre. En janvier 2020, comme déjà en 2019, la Suisse a organisé en marge de la réunion annuelle de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) un atelier sur la force hydraulique. De plus, la Suisse siégeait en 2019 et 2020 à l'IRENA, ce qui est également prévu pour 2021 et 2022 (sources: Conseil fédéral, 2020+2021c+g / DETEC, 2021).

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

LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

COM (2019) 640 final:	Communication de la Commission concernant le pacte vert de l'Europe.
COM (2021) 550 final:	Communication de la Commission sur le Paquet «Ajustement à l'objectif 55»: atteindre l'objectif climatique de l'UE à l'horizon 2030 sur la voie de la neutralité climatique.
COM (2021) 660 final:	Communication de la Commission, Lutte contre la hausse des prix de l'énergie: une panoplie d'instruments d'action et de soutien.
COMCO (2020):	Commission de la concurrence, communiqué du 4 juin 2020, La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale.
Conseil européen (2019):	Conclusions du Conseil européen, réunion du 12 décembre 2019.
Conseil européen (2021):	Conclusions du Conseil européen, réunion du 21 et 22 octobre 2021.
Conseil fédéral (2013):	Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie) et à l'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative <Sortir du nucléaire>)\", FF 2013 6771.
Conseil fédéral (2016):	Message relatif à la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Modification de la loi sur les installations électriques et de la loi sur l'approvisionnement en électricité), FF 2016 3679.
Conseil fédéral (2019a):	Communiqué de presse du 28 août 2019 sur l'objectif climatique 2050 de la Suisse (zéro émission nette).
Conseil fédéral (2019b):	Procédure de consultation relative à la loi sur l'approvisionnement en gaz, FF 2019 6831.
Conseil fédéral (2020):	Communiqué de presse sur l'accord entre la Suisse et le Pérou resp. entre la Suisse et le Ghana dans le domaine de la protection du climat.
Conseil fédéral (2021a):	Stratégie climatique à long terme de la Suisse.
Conseil fédéral (2021b):	Message concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2021 1666.
Conseil fédéral (2021c):	Message relatif à l'initiative populaire «Pour un climat sain (initiative pour les glaciers)» et au contre-projet direct (arrêté fédéral relatif à la politique climatique) FF 2021 1972.
Conseil fédéral (2021d):	Communiqué de presse du 11 août 2021 sur le mandat de la délégation suisse pour la 26e Conférence des Nations unies sur les changements climatiques.
Conseil fédéral (2021e):	Communiqué de presse du 26 mai 2021 sur l'arrêt des négociations relatives à l'accord institutionnel entre la Suisse et l'UE.
Conseil fédéral (2021f):	Communiqué de presse du 17 septembre 2021 sur la suite à donner à la politique climatique.
Conseil fédéral (2021g):	Communiqué de presse sur l'accord entre la Suisse et le Sénégal, la Géorgie et la Dominique dans le domaine de la protection du climat.
Conseil fédéral (2021h):	Communiqué de presse du 13 octobre 2021 sur la planification préventive du Conseil fédéral en matière de sécurité de l'approvisionnement en électricité.
Conseil fédéral (2021i):	Consultation concernant le projet du scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau électrique.

LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

DETEC (2021):	Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.
Ecoplan / EPFL / FHNW (2015):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, sur mandat de l'OFEV.
Ecoplan (2017):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, Aktualisierung bis 2015, sur mandat de l'OFEV.
ElCom (2021a):	Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2020.
ElCom (2021b):	Commission fédérale de l'électricité, rapports du marché à terme et rapports du marché spot.
ElCom (2021c):	Rapport à l'attention du DETEC / du Conseil fédéral, Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau.
Frontier Economics (2021):	Analyse der Stromzusammenarbeit Schweiz–EU (en allemand, résumé en français).
IPCC (2018):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5 °C.
IPCC (2021):	Intergovernmental Panel on Climate Change, 6e rapport sur les bases scientifiques des changements climatiques.
OCDE / AIE (2021a):	Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2020.
OCDE / AIE (2021b):	Agence internationale de l'énergie, Oil 2021: Analysis and Forecasts to 2026.
OCDE / AIE (2021c):	Agence internationale de l'énergie, Gas Market Report Q3-2021; including Gas 2021 – Analysis and forecast to 2024.
OCDE / AIE (2021d):	Agence internationale de l'énergie, Electricity Market Report July 2021.
OFAC (2021):	Extrait préalable de données concernant le trafic aérien international 2020 dans le cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.
OFEN (2021a):	Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2020.
OFEN (2021b):	Office fédéral de l'énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) 2020.
OFEN (2021c):	Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2019.
OFEN / Swissgrid (2021):	Informations sur l'état d'avancement des projets de réseau.
OFEV (2020):	Office fédéral de l'environnement, Switzerland's seventh national communication and fourth biennial report under the UNFCCC.
OFEV (2021):	Office fédéral de l'environnement, Inventaire des gaz à effet de serre 2019.
OFS (2021):	Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STATPOP) 2020.
OFS / OFEV / ARE (2021):	Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).

LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

Parlement européen (2020):	Communiqué de presse du 8 octobre 2020 sur la loi européenne sur le climat.
Prognos (2012):	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, sur mandat de l'OFEN.
Prognos / TEP / Infrac (2021a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2020 nach Bestimmungsfaktoren, sur mandat de l'OFEN.
Prognos / TEP / Infrac (2021b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2020 nach Verwendungszwecken, sur mandat de l'OFEN.
Prognos / TEP / Infrac / Ecoplan (2020):	Perspectives énergétiques 2050+, sur mandat de l'OFEN.
Swissgrid (2015):	Réseau stratégique 2025.
UE (2021):	European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observatory for Energy.

TABLE DES ILLUSTRATIONS

8	Figure 1:	Évolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)
10	Figure 2:	Evolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)
12	Figure 3:	Evolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)
13	Figure 4:	Evolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique depuis 2000 (GWh)
17	Figure 5:	Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2021)
20	Figure 6:	Durée cumulée des phases de projets de réseau choisis au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2021)
24	Figure 7:	Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)
26	Figure 8:	Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels
28	Figure 9:	Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale
29	Figure 10:	Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)
34	Figure 11:	Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (estimations en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)
36	Figure 12:	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)
38	Figure 13:	Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)
41	Figure 14:	Emissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO ₂ par habitant)
42	Figure 15:	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)
45	Figure 16:	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)

IMPRESSUM

DÉCEMBRE 2021

Éditeur — Office fédéral de l'énergie OFEN

Pulverstrasse 13 · 3063 Ittigen · Adresse postale: 3003 Berne · Tél. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch · twitter.com/bfeenergeia

Images: freepik.com, shutterstock.com

➤ www.monitoringenergie.ch