

STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050

RAPPORT DE MONITORING

2023 VERSION ABRÉGÉE¹

¹ Basé principalement sur des données jusqu'en 2020. En 2022, le rapport de monitoring annuel n'a pas été publié. Par contre, le Conseil fédéral a adopté fin 2022 le premier rapport quinquennal dans le cadre du monitoring (Conseil fédéral, 2022c).



TABLE DES MATIÈRES

4 INTRODUCTION

▶ 8 CHAMP THÉMATIQUE CONSOMMATION ET PRODUCTION ÉNERGÉTIQUES

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

▶ 15 CHAMP THÉMATIQUE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

- 16 État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport
- 26 Enfouissement de lignes
- 28 Compteurs intelligents (smart meters)

▶ 29 CHAMP THÉMATIQUE VERSORGUNGSSICHERHEIT

- 30 Diversification de l'approvisionnement énergétique
- 31 Dépendance vis-à-vis de l'étranger
- 32 Sécurité de l'approvisionnement en électricité: adéquation du système et capacité de production hivernale

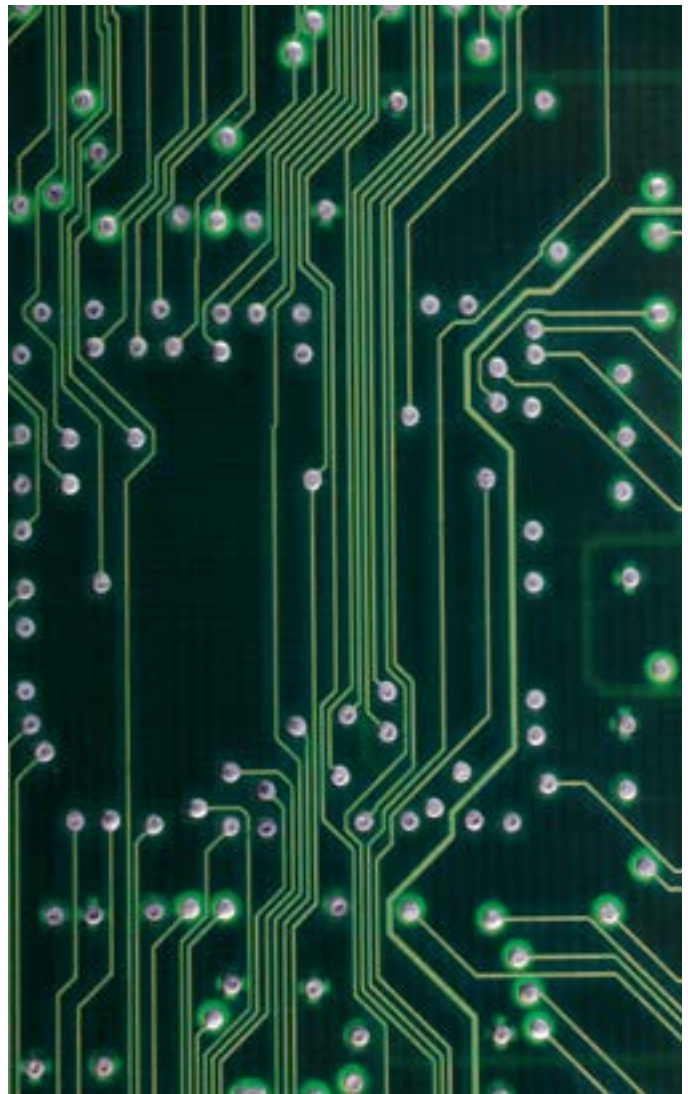




TABLE DES MATIÈRES

▶ 36 CHAMP THÉMATIQUE DÉPENSES ET PRIX

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

▶ 43 CHAMP THÉMATIQUE EMMISSIONS DE CO₂

- 44 Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant
- 45 Émissions de CO₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteurs

▶ 47 CHAMP THÉMATIQUE RECHERCHE ET TECHNOLOGIE

- 48 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

▶ 49 CHAMP THÉMATIQUE ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL

- 50 Évolution des marchés globaux de l'énergie
- 54 Évolutions dans l'UE
- 56 Politique climatique internationale
- 58 Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l'énergie

60 LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

63 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). 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.

Suite ►►►

Dans le contexte du nouvel objectif climatique pour 2050 (cf. ci-après), les agents énergétiques fossiles doivent être remplacés en grande partie par de l'électricité renouvelable, notamment dans le domaine des transports et de la chaleur. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (Feuille fédérale, 2023) permet de faire évoluer la Stratégie énergétique 2050. Le Parlement a adopté la loi lors de la session d'automne 2023. Elle devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2025 (sous réserve d'un vote référendaire). La loi prévoit diverses mesures en vue de développer rapidement et systématiquement la production d'électricité renouvelable indigène, de mieux l'intégrer dans le système électrique et de renforcer la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme. Afin d'accélérer le développement des énergies renouvelables, le Conseil fédéral a adopté en juin 2023 une modification de la loi sur l'énergie, appelée projet de loi pour l'accélération des procédures, à l'attention du Parlement (Conseil fédéral, 2023g). Ce projet de loi prévoit notamment de raccourcir les procédures d'autorisation et les procédures de recours pour les grandes installations et de simplifier le processus de planification pour l'extension du réseau électrique. Il vient compléter la loi urgente concernant l'offensive éolienne (Windexpress) et l'offensive solaire (Solarexpress) adoptées par le Parlement.

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 émission nette de gaz à effet de serre. Cet objectif de zéro émission nette a été décidé par le Conseil fédéral à l'automne 2019 (Conseil fédéral, 2019b). 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. Celle-ci présente les orientations de la politique climatique jusqu'en 2050 et fixe des objectifs stratégiques pour les différents secteurs (Conseil fédéral, 2021a). Le 18 juin 2023, le peuple suisse a voté sur la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI) qui constitue le contre-projet indirect (initiative parlementaire 21.501 de la CEATE-N) à l'initiative pour les glaciers. La nouvelle loi inscrit l'objectif de zéro émission nette, qui était jusqu'ici indicatif, à titre d'objectif contraignant. Elle fixe en outre des objectifs intermédiaires et des valeurs indicatives sectorielles. La loi comprend par ailleurs deux mesures d'encouragement limitées dans le temps qui doivent faire progresser le remplacement des combustibles fossiles dans le secteur du bâtiment et dans l'industrie.

La Suisse s'est engagée au niveau international à réduire ses gaz à effet de serre de 50% d'ici à 2030 par rapport à leur niveau en 1990. 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 référendaire de juin 2021. L'objectif de réduction pour 2030 reste néanmoins valable. C'est pourquoi le Conseil fédéral a adopté le 16 septembre 2022 le message relatif à la révision de la loi sur le CO₂ pour la période de 2025 à 2030 (Conseil fédéral, 2022f). Le Conseil fédéral renonce notamment aux instruments ayant contribué au refus de la dernière révision. La loi est actuellement en délibération au Parlement. Afin de prolonger les mesures incontestées qui se terminent fin 2021 et de poursuivre l'objectif de réduction jusqu'en 2024, le Parlement a décidé une révision partielle de la loi sur le CO₂, sur la base d'une initiative parlementaire de la CEATE-N (lv. pa. 21.477). La révision partielle est entrée en vigueur avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2022.

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 2023 (version abrégée, basée principalement sur des données jusqu'en 2022) 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



➤ Le tableau de bord de l'OFEN incluant les principaux indicateurs sur la situation actuelle de la Suisse en matière d'approvisionnement en énergie: www.dashboardenergie.ch



► **CONSOMMATION ET PRODUCTION ÉNERGÉTIQUES**

Abaisser la consommation d'énergie et d'électricité en renforçant les mesures d'efficacité constitue l'un des axes de la Stratégie énergétique 2050 et, de ce fait, un important pilier de la législation en matière énergétique. Il en va de même du développement de la production électrique à partir de sources renouvelables pour remplacer partiellement l'abandon progressif des capacités des centrales nucléaires. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent les valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie (LEne) concernant la consommation d'énergie et d'électricité par personne ainsi que les valeurs indicatives concernant le développement de la production électrique à partir des nouvelles énergies renouvelables et la production électrique hydraulique. Par le biais de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Parlement a fixé de nouveaux objectifs contraignants pour 2035 et 2050. La loi devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2025 (sous réserve d'un vote référendaire). Le graphique et le commentaire suivants font donc également référence à ces nouvelles valeurs cibles contraignantes.

CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE PAR PERSONNE ET PAR AN

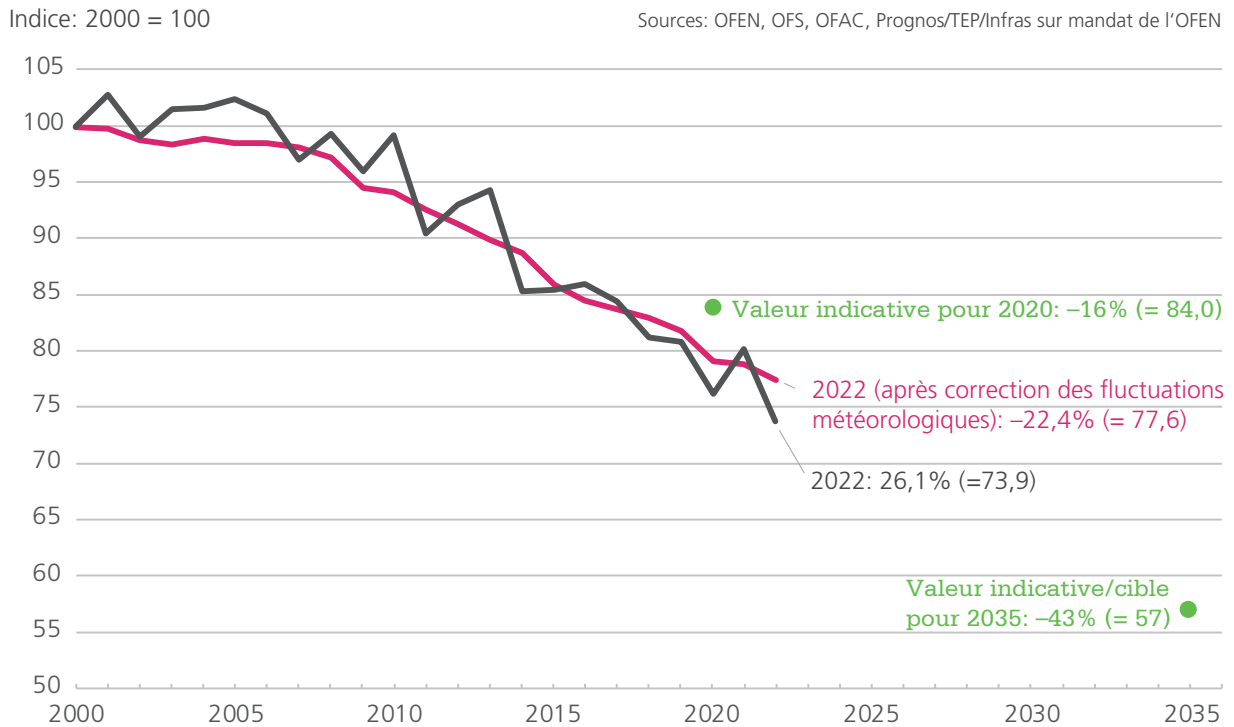


Figure 1: Évolution de la consommation énergétique finale² par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)

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 a diminué de 9,8% entre l'an 2000 et 2022, alors que la population a augmenté de 22,2% durant ce laps de temps. La réduction recherchée de la consommation énergétique finale par habitant par rapport à l'année de référence 2000 est, selon la loi sur l'énergie en vigueur, de 16% jusqu'en 2020 et de 43% (valeur indicative) jusqu'en 2035. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables ancre cette valeur de 43% jusqu'en 2035 comme valeur cible contraignante. En 2022, la consommation énergétique par habitant était de 80,6 gigajoules (22,4 MWh), soit 26,1% de moins qu'en l'an 2000. Correction faite de l'incidence des conditions météorologiques, la diminution était de 22,4%. À l'avenir, la

consommation énergétique finale par habitant, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra baisser en moyenne de 2,3% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative prévue pour 2035. Ces dix dernières années, le recul moyen s'établissait à près de 1,6% par an. La consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a reculé de 3,9% en 2022 par rapport à l'année précédente (respectivement de 7,4% sans le transport aérien international). Cela est principalement dû aux températures plus chaudes et à la baisse de la demande de chauffage en résultant. L'amélioration de l'efficacité énergétique, la campagne d'économies d'énergie de la Confédération et la nette augmentation des prix de l'énergie sont d'autres facteurs ayant contribué à la baisse de la consommation d'énergie en 2022. Sur l'ensemble de la période considérée de l'an 2000 à 2022, la consommation énergétique finale exprimée en chiffres absolus a diminué, car les effets réduisant la consommation ont

CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE PAR PERSONNE ET PAR AN

plus que compensé les effets la stimulant. La stimulation de la consommation a été essentiellement induite par des effets de quantité. Il s'agit de 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 mesures politiques et le progrès technologique comptent notamment parmi les effets réduisant la consommation. Entre l'an 2000 et 2022, les effets de substitution résultant du passage d'un agent énergétique à un autre ont également eu un impact sur

la réduction de la consommation. On entend par là le remplacement du mazout par le gaz naturel et, toujours plus, par la chaleur à distance, la chaleur ambiante et le bois ainsi que la substitution de l'essence par le diesel. Suite au scandale du «dieseltgate», cette évolution concernant les carburants a provisoirement pris fin en 2016, mais l'effet est encore significatif à long terme. (Sources: OFEN, 2023a/OFS, 2023a/OFAC, 2023/Feuille fédérale, 2023/Prognos/TEP/Infras, 2023a+b).

2 Sans le transport aérien international.

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR PERSONNE ET PAR AN

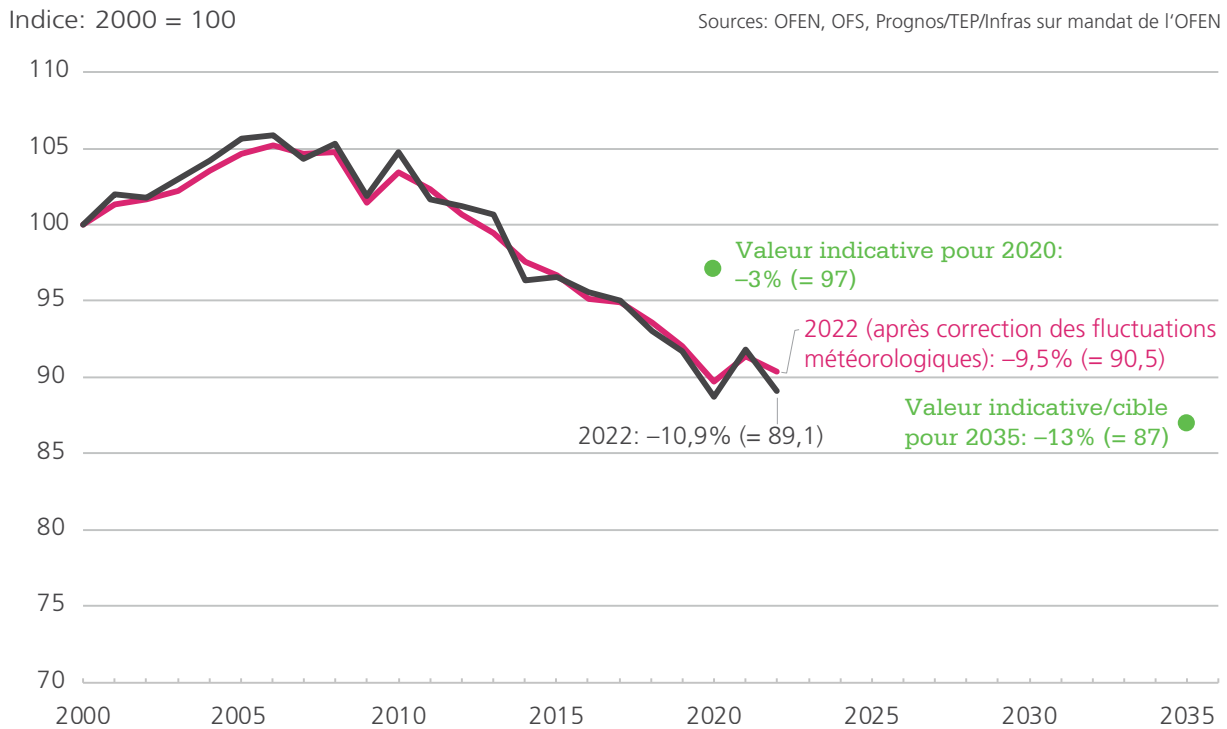


Figure 2: Évolution de la consommation d'électricité par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)

La consommation électrique par habitant a augmenté entre l'an 2000 et 2006, puisque cette valeur 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 électrique a fléchi de 1,3% entre 2006 et 2022, alors que l'effectif de la population progressait de 17,3% pendant la même période. La forte baisse de la consommation par habitant en 2009 s'explique par le net ralentissement économique, tandis que celle enregistrée en 2020 est liée aux effets de la pandémie de COVID-19. 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. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables ancre cette valeur de 13%

jusqu'en 2035 comme valeur cible contraignante. En 2022, la consommation électrique par habitant était de 23,4 gigajoules (6498 kWh), soit 10,9% de moins qu'en l'an 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 9,5% (cf. *courbe rouge*). La diminution moyenne corrigée de l'incidence des conditions météorologiques est d'environ 1,05% par an pour les 10 dernières années. 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 en raison de l'électrification du système énergétique à moyen terme, ce qui complique la réalisation de l'objectif à l'avenir (mobilité électrique, pompes à chaleur, électrolyseurs pour la production d'hydrogène, grandes pompes à chaleur, et à long terme technologies d'émission négative

CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ PAR PERSONNE ET PAR AN

et systèmes de captage et de stockage du CO₂). C'est pourquoi des efforts supplémentaires sont nécessaires si l'on veut atteindre la valeur indicative pour 2035 (-13%). En 2022, la consommation électrique exprimée en chiffres absolus a reculé de 1,9% par rapport à l'année précédente, principalement suite aux températures plus clémentes par rapport à l'année précédente. L'amélioration de l'efficacité énergétique et la campagne d'économies d'énergie de la Confédération ont également contribué à la réduction de la consommation. En premier lieu, des effets de quantité et dans une moindre mesure des effets de substitution (remplacement croissant des chauffages utilisant les agents énergétiques fossiles par des pompes à chaleur et des moteurs à combustion conventionnels par des véhicules électriques) ainsi que

des facteurs structurels (par exemple 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 2022. En revanche, les instruments et mesures de politique énergétique (par exemple 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, 2023a/OFS, 2023a/Feuille fédérale, 2023/Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2023a+b/Prognos/TEP/Infras/Ecoplan, 2020).

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

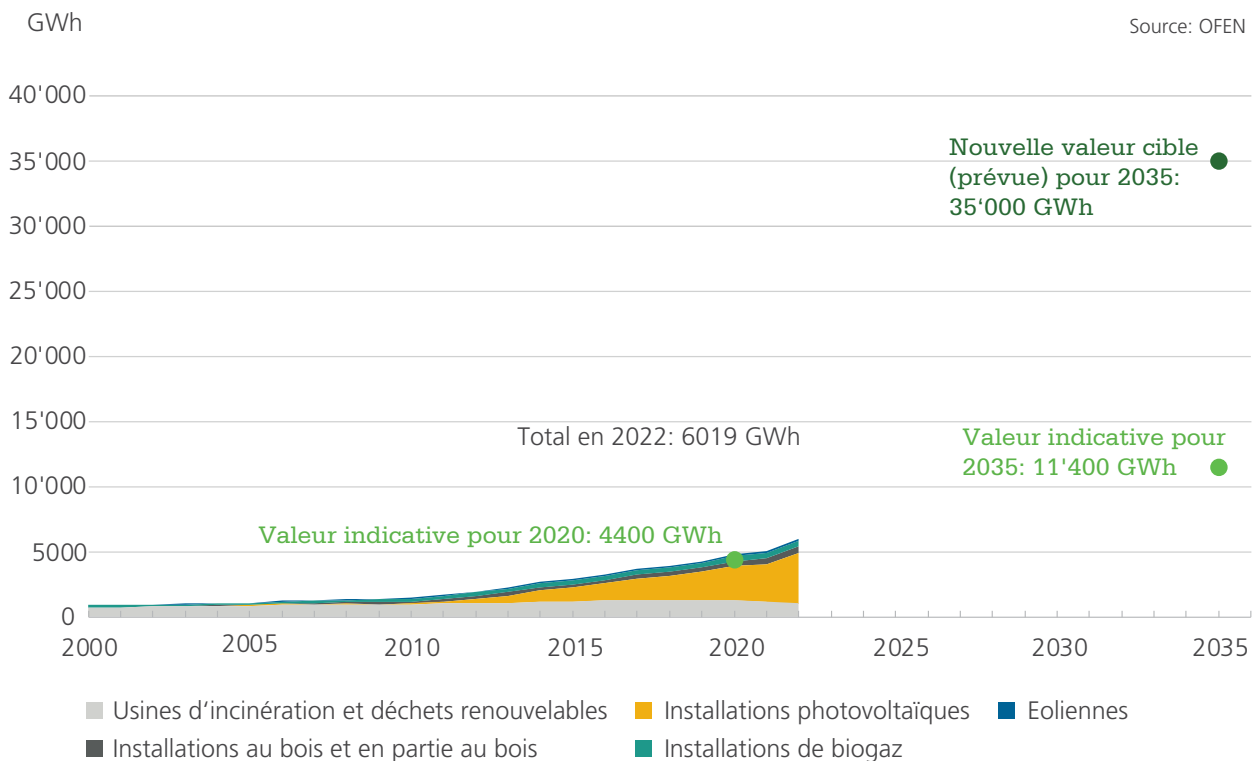


Figure 3: Évolution de la production d'électricité issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis l'an 2000 (GWh)

Les valeurs indicatives exprimées en chiffres absolus qui sont inscrites dans la loi (art. 2, al. 1, LEn) 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. Par le biais de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Parlement a fixé de nouveaux objectifs contraignants pour 2035 et 2050. La loi devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2025 (sous réserve d'un vote référendaire). Le graphique et le commentaire suivants font donc également référence à ces nouvelles valeurs cibles contraignantes.

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 2022, la production était de 6019 GWh, soit 10,4% 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 1403 GWh. En 2022, l'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 1039 GWh; depuis 2011, il est en moyenne de 385 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 414 GWh par an est nécessaire. Un accroissement sensiblement plus élevé de 2229 GWh par an est nécessaire pour atteindre la valeur cible de 35 000 GWh conformément à la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables adoptée par le Parlement. La ventilation par technologie montre que le développement ne suit pas le même rythme pour tous les types de production d'électricité d'origine renouvelable: depuis 2010, le photovoltaïque a progressé le plus fortement en chiffres absolus. Il contribue aujourd'hui à environ 64,1% de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. La croissance des autres technologies a été sensiblement plus faible: la production électrique issue des usines d'incinération des ordures ménagères et des déchets renouvelables arrive en deuxième position (18,1%), suivie par les installations de combustion au bois et en partie au bois (part en 2022: 8,5%), le biogaz (part en 2022: 6,8%) et l'énergie éolienne (part en 2022: 2,5%). Aucune installation géothermique n'a encore été réalisée pour produire de l'électricité (sources: OFEN, 2023a/Feuille fédérale, 2023).

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE

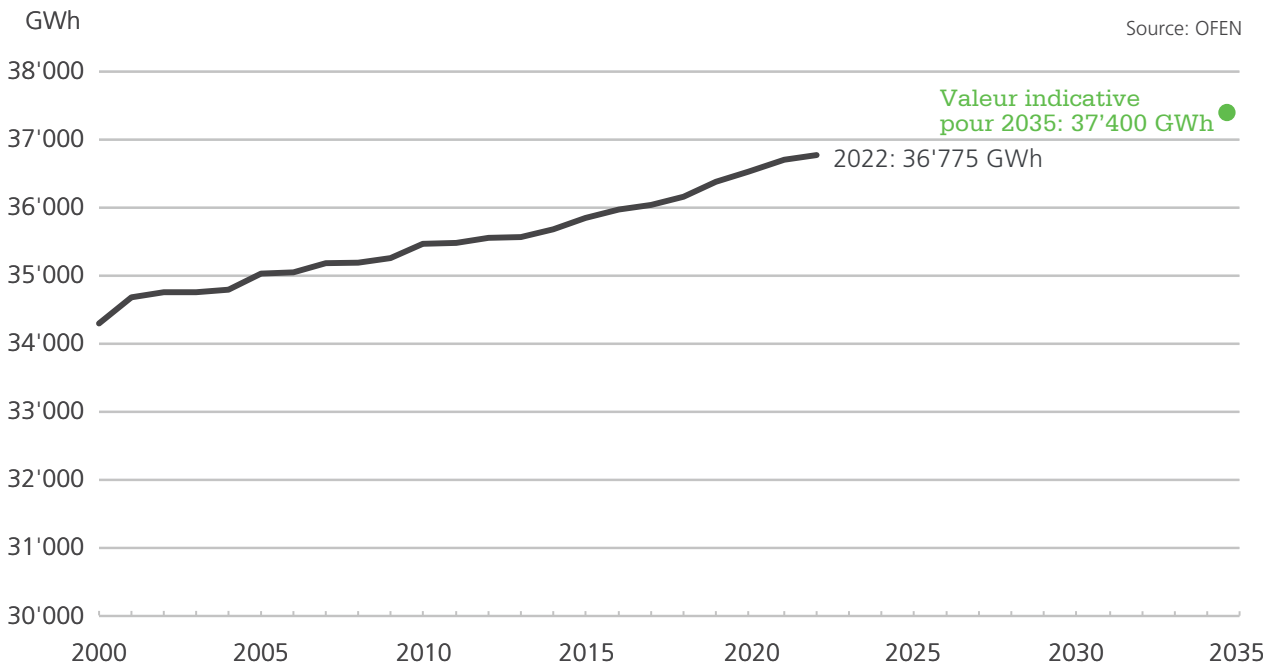


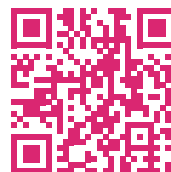
Figure 4: Évolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique³ depuis l'an 2000 (GWh)

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 36 775 GWh en 2022 (état au 1^{er} janvier 2023), tandis qu'elle était de 35 488 GWh pour l'année de référence 2011 (état au 1^{er} janvier 2012). Il faut obtenir un accroissement net d'environ 1900 GWh entre 2011 et 2035 pour atteindre la valeur indicative, 67,3% de cet accroissement ayant été réalisés jusqu'à l'année sous rapport. En 2022, l'accroissement net par rapport à l'année précédente était de 67 GWh. Il était en moyenne de

117 GWh par an depuis 2012. L'accroissement net doit être de 48 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative fixée pour 2035. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables fixe une valeur cible contraignante de 37 900 GWh pour 2035. Un accroissement moyen de 87 GWh par an est nécessaire pour parvenir à cette valeur cible.

³ 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).

➤ Indicateur complémentaire sur le 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-cadres fiables pour un développement des réseaux en temps utile, adapté aux besoins et qui garantissent la sécurité d'approvisionnement en électricité. Elles fixent des exigences concernant la détermination des besoins de transformation et d'extension des réseaux électriques suisses, optimisent les procédures d'autorisation des projets de ligne et définissent les critères décisionnels permettant d'opter soit pour une ligne souterraine, soit pour une ligne aérienne. Les règles visent à accroître la transparence du processus de planification du réseau et à 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 pro-

cédures de plan sectoriel doit être conduite avant l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (cf. *ci-dessous*). Le PSE est déterminant s'agissant des lignes électriques. L'OFEN est responsable des procédures de PSE. Il est soutenu dans cette tâche par l'Office fédéral du développement territorial (ARE). La procédure de plan sectoriel permet d'une part de définir une zone de planification, puis un corridor de planification pour le tracé de la future ligne. Elle apporte en outre une réponse à la question de la technologie de transport à adopter (ligne aérienne ou ligne souterraine). La phase PSE débute au dépôt de la demande de PSE par Swissgrid et elle se termine par la décision du Conseil fédéral, consignée dans la fiche d'objet correspondante fixant le corridor de projet. Cette décision étant contraignante pour les autorités, celles-ci doivent en tenir compte dans la procédure d'approbation des plans et lors de leurs autres activités ayant des effets sur l'aménagement du territoire.

PROJET DE CONSTRUCTION: le corridor de projet étant fixé, Swissgrid élabore concrètement le projet de

En avril 2015, la société nationale du réseau Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau⁴ qui tient compte de la sortie progressive de l'énergie nucléaire prévue par la Stratégie énergétique 2050 et qui prévoit, d'ici à 2025, des projets correspondants visant à renforcer et à développer le réseau de transport. Le présent monitoring examine l'état d'avancement et la durée des projets concernant le réseau de transport en se référant au Réseau stratégique 2025 présenté par Swissgrid (ch. 1 à 10) de même que d'autres projets parfois initiés par des tiers (cf. figure 14). Un fondement essentiel de la planification du réseau est le scénario-cadre dans le domaine de l'économie énergétique qui a été introduit légalement avec la stratégie Réseaux électriques et est vérifié et actualisé tous les quatre ans par la Confédération. Il constitue pour les gestionnaires de réseau une base politique importante qui leur permet de déterminer s'il est nécessaire d'étendre le réseau et d'élaborer ou d'actualiser leurs propres plans pluriannuels. En novembre 2022, le Conseil fédéral a approuvé le premier scénario-cadre qui est contraignant pour les autorités (Conseil fédéral, 2022a). Sur la base du scénario-cadre, Swissgrid actualise actuellement son plan pluriannuel pour la planification à long terme du réseau qui doit ensuite être soumise à l'ElCom pour examen. Pour finir, Swissgrid publiera le Réseau stratégique 2040 avec les projets qu'il contient, probablement d'ici fin 2024. En raison de l'évolution des bases légales régissant le domaine des réseaux électriques, le Conseil fédéral a aussi approuvé en juin 2023 la révision totale de la partie conceptuelle du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE) qui datait de 2001 (Conseil fédéral, 2023b). Par ailleurs, le Conseil fédéral entend raccourcir les procédures de planification en vue de l'extension du réseau. Au lieu de définir d'abord une zone de planification pour des lignes dites à très haute tension, le corridor de planification doit être fixé directement à l'avenir. Il a soumis cette proposition en consultation en juin 2023 dans le cadre du projet concernant l'accélération des procédures pour la construction de centrales solaires, éoliennes et hydroélectriques (Conseil fédéral, 2023c+g). En outre, lors d'une séance en novembre 2023, le Conseil fédéral a mené une discussion au sujet de nouvelles mesures afin d'accélérer la procédure d'autorisation pour la transformation et l'extension des réseaux électriques. On retrouve parmi ces mesures l'optimisation des procédures de conciliation et autres procédures internes à l'administration pour des projets du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité ou la renonciation à une procédure de plan sectoriel pour remplacer ou assainir les lignes existantes sur des tracés existants.

⁴ Cf. www.swissgrid.ch/reseau2025.

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

PROCÉDURE D'APPROBATION DES PLANS (PAP):

Swissgrid soumet ensuite le projet de construction concret (projet de mise à l'enquête) à l'ESTI en lui joignant la demande d'approbation des plans, qui constitue l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (PAP). L'ESTI a la compétence d'examiner les dossiers et d'approuver les plans. La PAP permet de vérifier qu'un projet de construction concret respecte les prescriptions de sécurité et les exigences légales, notamment les dispositions du droit de l'environne-

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

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

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL ⁵	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE ⁶
1. Chamoson–Chippis	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nouvelle ligne aérienne à 380 kV de 30 km entre Chamoson et Chippis ▪ Démantèlement de près de 89 km de ligne dans la plaine du Rhône ▪ Écoulement de la production des centrales hydroélectriques du Valais ▪ Amélioration du raccordement du Valais aux réseaux à très haute tension suisse et européen ▪ Contribution à la sécurité du réseau suisse 	En service	Terminé et en service en 2022
2. Bickigen–Chippis (ligne de la Gemmi)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Adaptation des sous-stations de Bickigen et Chippis et du tracé sur 106 km par un relèvement de la tension à 380 kV ▪ Installation d'un transformateur de couplage 220/380 kV dans la station de couplage de Chippis ▪ Amélioration du transport de la production électrique valaisanne hors du canton ▪ Contribution à la sécurité de l'approvisionnement 	TAV	2027
3. Pradella–La Punt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relèvement de la tension de 220 à 380 kV sur 50 km du tracé actuel ▪ Transformation de la station de couplage de Pradella et agrandissement pour une tension de 380 kV. ▪ Élimination du goulet d'étranglement actuel ▪ Contribution à la sécurité des réseaux suisse et européenne 	En service	Terminé et en service en 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	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Relèvement de la tension à 380 kV sur les 124 km de l'axe Chippis–Mörel–Lavorgo (Chippis–Stalden reste à 220 kV) ▪ Démantèlement des lignes existantes sur 67 km ▪ Complément au principal axe d'approvisionnement du Tessin ▪ Élimination d'un goulet d'étranglement critique 	4.1. PAP OFEN 4.2. Réalisation (Mörel–Ernen)/En service (Ernen–Ulrichen) 4.3. Réalisation (Agarn–Stalden)/PAP OFEN (Chippis–Agarn) 4.4. PAP OFEN	2032
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Mettlen–Obfelden	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Optimisation du tracé actuel sur 40 km par le relèvement de la tension à 380 kV et renforcements sur 24 km ▪ Élimination de goulets d'étranglement structurels ▪ Création des conditions permettant de combiner, en fonction des besoins, la flexibilité des centrales hydroélectriques indigènes avec l'énergie fluctuante issue des installations éoliennes et photovoltaïques 	5.1. En service 5.2. Avant-projet 5.3. Projet de construction 5.4. Avant-projet	2031
6. Bassecourt–Mühleberg	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Renforcement de la ligne actuelle sur 45 km par le relèvement de la tension à 380 kV, car la désaffectation prévue de la centrale nucléaire de Mühleberg entraînera la suppression d'une part de l'injection d'énergie à Mühleberg au niveau de réseau de 220 kV ▪ Contribution à la sécurité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse 	Réalisation	2023

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2023)

⁵ État au 15 octobre 2023⁶ Selon la planification de Swissgrid

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> Installation d'une solution de transformation entre les réseaux à 220 kV et à 380 kV Amélioration du transport de l'énergie hydroélectrique produite dans la vallée de la Maggia Contribution à la sécurité d'approvisionnement du Tessin 	Idée de projet	2035
8. Génissiat–Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement (remplacement du câble conducteur) sur 17 km de la double ligne actuelle à 220 kV Élimination des fréquentes congestions survenant en cas d'importations en provenance de la France 	En service	Terminé et mis en service en 2018
9. Mettlen–Ulrichen 9.1. Mettlen–Innertkirchen 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (ligne du Grimsel)	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement sur quelque 88 km en vue du relèvement prévu à 380 kV de la ligne à 220 kV actuelle Important pour raccorder de nouvelles centrales de pompageturbinage au réseau de 380 kV et permettre le transport de l'énergie dans le reste de la Suisse 	9.1. PSE 9.2. Projet de construction ⁷	2035
10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino	<ul style="list-style-type: none"> Nouvelle ligne à 220 kV dans la vallée de la Maggia Démantèlement de la ligne existante datant des années 1960, d'où une réduction de l'impact sur les magnifiques paysages de l'Alto Ticino Extension de la capacité du réseau pour transporter l'énergie produite par les centrales hydrauliques de la vallée de la Maggia Amélioration de la future sécurité d'approvisionnement au Sud des Alpes, la production des centrales devant actuellement être réduite 	PSE	2035
11. Flumenthal–Froloo	<ul style="list-style-type: none"> Remplacement de la ligne de distribution de 145 kV, longue de 33 km, par une nouvelle ligne à très haute tension de 220 kV, faisant partie du Réseau stratégique La nouvelle ligne accroît la sécurité d'approvisionnement dans l'agglomération bâloise et toute la Suisse Le projet permettra d'améliorer visuellement les zones d'habitation entre Flumenthal et Therwil. Il est prévu de construire la nouvelle ligne le plus loin possible des zones d'habitation La ligne existante sera entièrement démantelée après la mise en service de la nouvelle ligne 	PSE	2036
Raccordement de Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel–Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz–Châtelard NdD_3 Châtelard–Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> Raccordement de la centrale de pompageturbinage 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 in En service NdD_2 in En service NdD_3 in En service	Terminé et mis en service en 2022

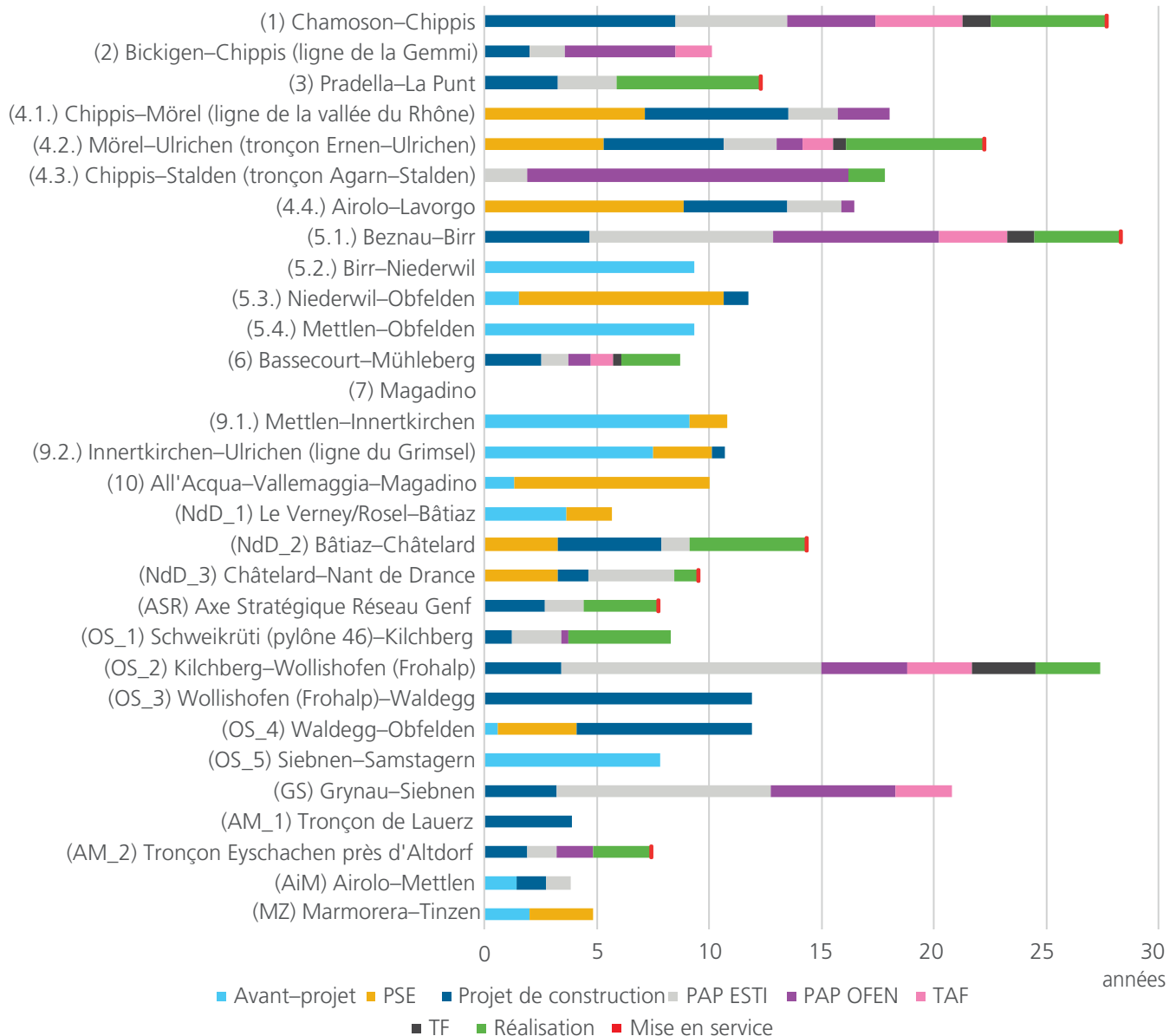
Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2023)

⁷ Le projet 9.2 Innertkirchen–Ulrichen (ligne du Grimsel) est traité par Swissgrid comme un «avant-projet» tant qu'il existe plusieurs variantes (avec/sans regroupement projet de tunnel ferroviaire multifonction du Grimsel). Dans le rapport de monitoring, le projet est qualifié de «projet de construction» car la décision de principe concernant le corridor PSE de la ligne électrique a été prise.

PROJET DE RÉSEAU	DESCRIPTION ET OBJECTIF PRINCIPAL	ÉTAT D'AVANCEMENT ACTUEL	ANNÉE DE MISE EN SERVICE PRÉVUE
Axe Stratégique Réseau (ASR) dans la région de Genève	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Enfouissement de la ligne à 220 kV existante reliant Foretaille à Verbois sur env. 4,5 km le long de l'aéroport de Genève 	Réalisation	2025
Obfelden–Samstagern OS_1 Schweikrüti (pylône 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg–Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)–Waldegg OS_4 Obfelden-Waldegg	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Développement ou remplacement des lignes à 150 kV existantes entre la sous-station d'Obfelden, la sous-station prévue de Waldegg et celle de Samstagern par une ligne à 380/220 kV ▪ Amélioration de l'approvisionnement en énergie des centres de consommation que sont la ville de Zurich et la région de Thalwil 	OS_1 Réalisation OS_2 Projet de construction OS_3 Projet de construction OS_4 Avant-projet	2030
Gryнау–Siebnen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Remplacement de la ligne à 220 kV existante par une nouvelle ligne à 380 kV (comblement des lacunes du réseau à 380 kV) ▪ Amélioration de la sécurité d'approvisionnement dans la région du lac de Zurich/de la plaine de la Linth; et augmentation de la capacité d'importation depuis le Nord 	PAP OFEN	2028
Amsteg–Mettlen AM_1 Abschnitt Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> ▪ AM_1: Swissgrid déplace la ligne hors de la zone de glissement au-dessus de Lauerz (SZ) ▪ AM_2: Swissgrid et les CFF déplacent les lignes à haute tension situées dans la plaine uranaise ▪ Cela libérera de l'espace dans les zones d'habitation d'Attinghausen et dans le pôle de développement prioritaire de Werkmatt Uri. 	AM_1 Projet de construction AM_2 En service	2040
Airolo–Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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 70 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 	PGV ESTI	2029
Marmorera–Tinzen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 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. 	PSE	2032

Figure 5: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2023)

Sources: OFEN, Swissgrid

Figure 6: Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2023, en années)⁸

Le **figure 6** présente la durée des phases des divers projets de réseau répertoriés ci-dessus. L'indication de la durée des phases d'un projet est simplifiée en ce sens que les itérations supplémentaires au cours du projet ne sont pas représentées en détail (p. ex. renvoi du dossier à l'OFEN en raison d'une décision du Tribunal administratif fédéral et/ou du Tribunal fédéral). Les décisions des tribunaux peuvent conduire à réitérer certaines phases de projet, mais la durée totale des différentes phases est représentée comme si elles se déroulaient linéairement et sans itération.

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 ÉTAPES DE PLANIFICATION ET DE RÉALISATION DE DIVERS PROJETS DE RÉSEAU (ÉTAT AU 15 OCTOBRE 2023)

1. Chamoson–Chippis

La construction de la ligne reliant Chamoson à Chippis, en Valais, a été initiée avant même l'élaboration du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE). Ce projet a traversé des années durant les phases de planification et d'autorisation. Une étape importante était franchie en 2017: par son arrêt du 1^{er} septembre 2017, le Tribunal fédéral rejetait les recours formés contre le jugement du Tribunal administratif fédéral du 14 décembre 2016, confirmant ainsi en dernière instance la «décision PAP» rendue par l'OFEN en date du 19 janvier 2015. Swissgrid a ensuite commencé la réalisation de la nouvelle ligne aérienne. Les travaux proprement dits ont débuté en 2018. Swissgrid a mis la ligne en service fin septembre 2022, après quatre ans de travaux. Le démontage de lignes aériennes existantes de tiers – conformément à l'autorisation de construire de la ligne – est encore en partie en suspens, ce qui n'a toutefois aucune incidence sur l'exploitation de la ligne Chamoson-Chippis.

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. En février 2022, ce dernier a accordé l'approbation des plans. Plusieurs recours ont toutefois été déposés auprès du Tribunal administratif fédéral contre cette décision. En raison de la situation d'approvisionnement tendue à partir du deuxième semestre 2022, le Conseil fédéral a autorisé, de janvier à avril 2023, l'augmentation temporaire de la tension d'exploitation de la ligne à 380 kV. La mise en service régulière est prévue pour 2027.

3. Pradella–La Punt

Dans le cadre du renforcement du réseau, un deuxième conducteur à 380 kV a été mis en place entre Pradella et La Punt, sur la ligne existante qui est longue de quelque 50 km. Il remplace la ligne à 220 kV de dérivation de la centrale électrique d'Ova Spin, installée sur la ligne aérienne actuelle entre Zernez et Pradella. L'énergie de la centrale électrique d'Ova Spin est transportée par un réseau de vallée de 110 kV. Compte tenu de la faible incidence territoriale du projet, une procédure de PSE n'était pas requise pour le projet Pradella-La Punt. Les phases «projet de construction» et «PAP» ont duré chacune environ trois ans. La réalisation du projet a commencé en milieu d'année 2016. La ligne a été mise en service par Swissgrid en novembre 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 entre Agarn et Mörel. En raison des résultats obtenus, l'OFEN a dû demander à Swissgrid des documents et des études complémentaires concernant un éventuel câblage de la ligne sur le tronçon entre Chippis et Agarn (bois de Finges).

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

Le conducteur supplémentaire sur le tronçon entre Agarn et Stalden a fait l'objet d'une procédure d'approbation des plans de plusieurs années auprès de l'OFEN. Au printemps 2022, la procédure a été close par une décision entrée en force et la réalisation est en cours depuis. 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 entre Chippis et 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 entre Chippis et 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 plus de quatre ans en phase de projet de construction. Swissgrid a remis le dossier à l'ESTI fin avril 2020 en vue d'une approbation des plans. L'ESTI a transmis le dossier à l'OFEN au milieu du mois de septembre 2022. L'OFEN a suspendu entretemps la procédure d'approbation des plans en cours, car divers documents devaient être remaniés.

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

L'avant-projet pour le tronçon de ligne est terminé depuis septembre 2022. Les prochaines étapes sont en cours de clarification.

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 trouvait depuis plusieurs années dans la procédure de PSE; en 2016, une importante étape intermédiaire a été franchie lorsque la zone de planification fut définie. Le Conseil fédéral a défini le corridor de planification fin août 2022 et Swissgrid a ensuite commencé l'élaboration du projet de construction.

5.4. Mettlen–Obfelden

Le tronçon de ligne se trouve dans la phase de l'avant-projet. Cette dernière a été suspendue entretemps, dans l'attente de la décision du Conseil fédéral concernant le corridor de planification et la technologie de transport (cf. 5.3).

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. En raison de la situation d'approvisionnement tendue à partir du deuxième semestre 2022, le Conseil fédéral a autorisé, de janvier à avril 2023, l'augmentation temporaire de la tension d'exploitation de la ligne à 380 kV. La mise en service régulière est prévue d'ici fin 2023.

7. Magadino

Le projet fait actuellement l'objet d'une étude préliminaire qui propose plusieurs variantes avant de lancer l'avant-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. Au milieu du mois de novembre 2022, l'OFEN a communiqué la zone de planification. En mai 2023, Swissgrid a remis à l'OFEN les documents pour la phase 2 de la procédure de PSE en vue de la détermination du corridor de planification qui est depuis en cours.

9.2. Innertkirchen–Ulrichen (Grimseleleitung)

Le renforcement de la ligne à 220 kV existante entre Innertkirchen et Ulrichen (ligne du Grimsel) 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. En février 2022, le Conseil fédéral a fixé deux corridors de planification possibles. Si le financement du projet de tunnel ferroviaire multifonction du Grimsel est assuré en temps voulu, les deux projets seront regroupés et la ligne sera installée dans une galerie de câbles parallèle au tunnel. Dans le cas contraire, la ligne passera dans une galerie de câbles entre Innertkirchen (BE) et Oberwald (VS). Dans les deux cas, une ligne aérienne sera réalisée entre Oberwald et Ulrichen.

10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

La planification du projet de ligne dans la région All'Acqua–Vallemaggia–Magadino (et du projet partiel 4.4. Airolò–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 planification 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 consultation pour le corridor de planification proposé par l'OFEN concernant les trois étapes a eu lieu jusqu'à fin octobre 2023. La décision du Conseil fédéral relative à la fixation est attendue en mars 2024. La nouvelle ligne à 220 kV devrait entrer en service en 2035.

11. Flumenthal–Froloo

L'avant-projet pour la nouvelle ligne de transport d'électricité à 220 kV entre Flumenthal (SO) et Froloo (commune de Therwil, BL) a démarré en 2018. Début avril 2022, Swissgrid a soumis à l'OFEN la demande de lancement de la procédure de plan sectoriel. La mise en service est prévue pour fin 2036.

(Source: OFEN/Swissgrid, 2023/Swissgrid 2015)

➤ Description d'autres projets sélectionnés
[version détaillée du rapport de monitoring](#)



ENFOUISSEMENT DE LIGNES

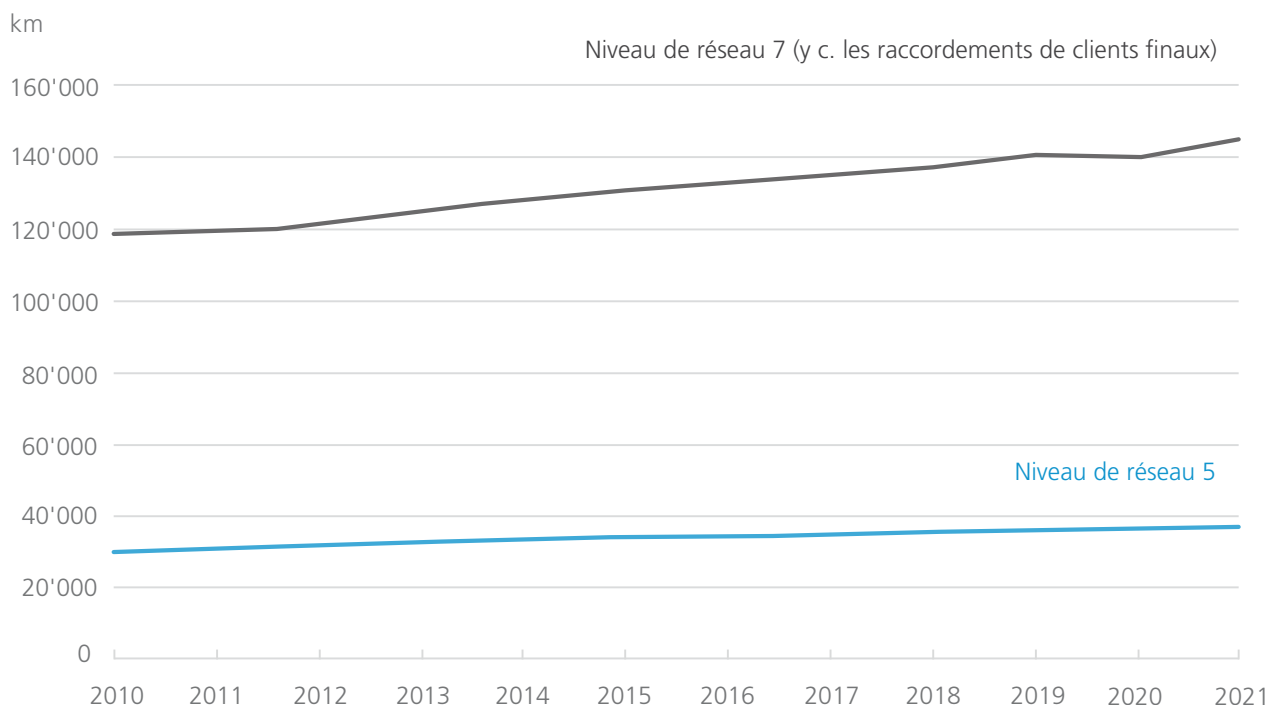
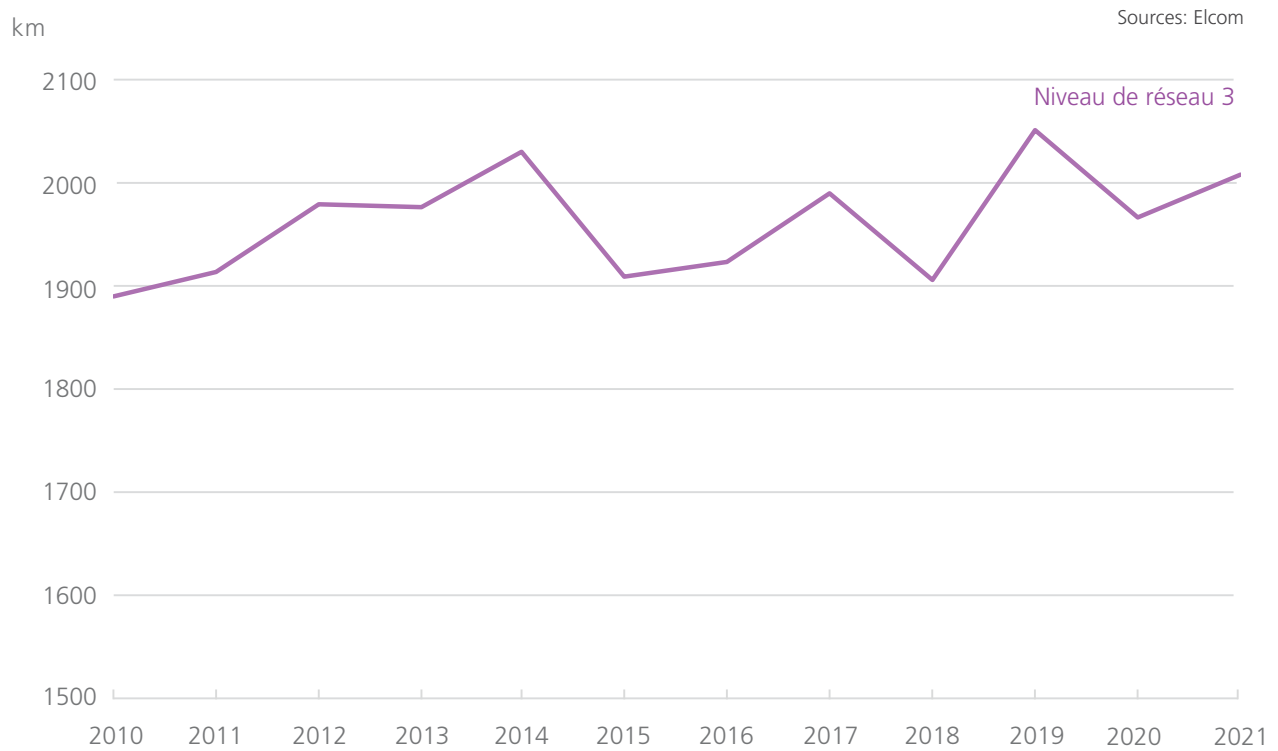


Figure 7: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

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 objectifs⁹. 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, entre 2017 et 2018 ainsi qu'entre 2019 et 2020. En 2021, le câblage a à nouveau quelque peu 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 207 279 kilomètres, dont près de 89% 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-hubel», 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'environ 1,3 km. Dans le cadre du projet de raccordement au réseau de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance, le tronçon de ligne «Bâtiaz–Le Vernay» a également été enfoui. La nouvelle ligne câblée de 2 x 380 kV remplace la ligne aérienne à 220 kV existante qui traversait la vallée du Rhône sur 1,2 km. Ce tronçon est en service depuis début avril 2022 (cf. chapitre 4.1). Un autre projet comprend le câblage d'une ligne de transport à 220 kV existante sur une distance de 4,5 km dans le canton de Genève, dans le cadre d'ASR. 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: EICOM, 2023a/OFEN/Swissgrid, 2023).

9 Cf. Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité, publié par l'OFEN: [Lignes aériennes ou souterraines](#) (admin.ch).

COMPTEURS INTELLIGENTS (SMART METERS)

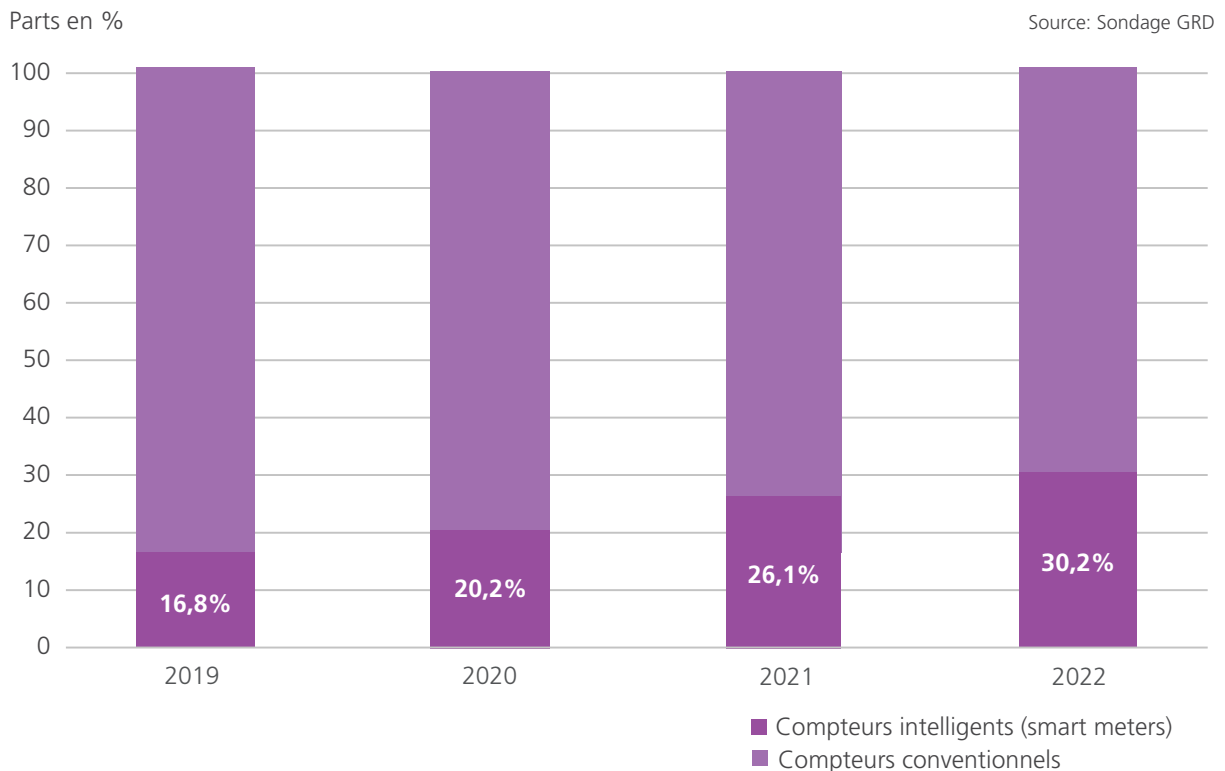


Figure 8: Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels¹⁰

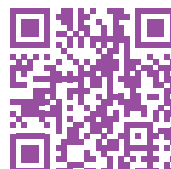
La part croissante de la production décentralisée d'électricité engendre de nombreux défis au niveau des réseaux électriques. Outre le renouvellement et le développement, la transformation en vue d'un réseau intelligent (smart grid) constitue donc une orientation importante de la Stratégie énergétique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

Les 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 utilisés aussi longtemps que leur bon fonctionnement est assuré. D'après les informations des gestionnaires de réseau de distribution, 1 750 150 compteurs intelligents ont été installés et utilisés comme tels en 2022 en Suisse. Cela représente une part de près de 30%, comme le montre **figure 8**. Cette part a augmenté de manière continue au cours des dernières années (source: GRD, 2023).

¹⁰ Données ressortant de l'enquête réalisée auprès des gestionnaires de réseau; la plausibilisation n'est pas entièrement possible.

➤ Indicateur complémentaire 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 décarbonation 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 transport aérien international) représentaient plus de 45% de la consommation finale d'énergie en 2022. La consommation d'électricité représentait environ 27% de la consommation finale totale d'énergie et celle de gaz environ 13%. La part des combustibles pétroliers a baissé à long terme de près de 13% entre l'an 2000 et 2022, en raison du remplacement des installations de chauffage et de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le domaine du bâtiment. Après avoir diminué suite à la pandémie de COVID-19, la part des carburants pétroliers a fortement augmenté (4%) en 2022 par rapport à l'année précédente, mais demeure inférieure d'1% à son niveau de l'an 2000. Par ailleurs, les températures plus chaudes, les prix élevés de l'énergie en raison de la guerre en Ukraine ainsi que la campagne d'économies d'énergie de la Confédération ont notamment eu un effet sur les parts du pétrole (-2%, en comparaison annuelle) et du gaz (-2%) en tant que combustibles. À plus long terme (entre l'an 2000 et 2022), les parts de tous les autres agents énergétiques (à l'exception du charbon) ont augmenté en raison de la diminution significative du pétrole: gaz naturel (+2,3%), électricité (+4,6%), bois et charbon de bois (+2,1%), autres énergies renouvelables (+3,5%) et chaleur à distance (+1,2%). Dans l'ensemble, l'approvisionnement énergétique est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité de l'approvisionnement de la Suisse (source: OFEN, 2023a).

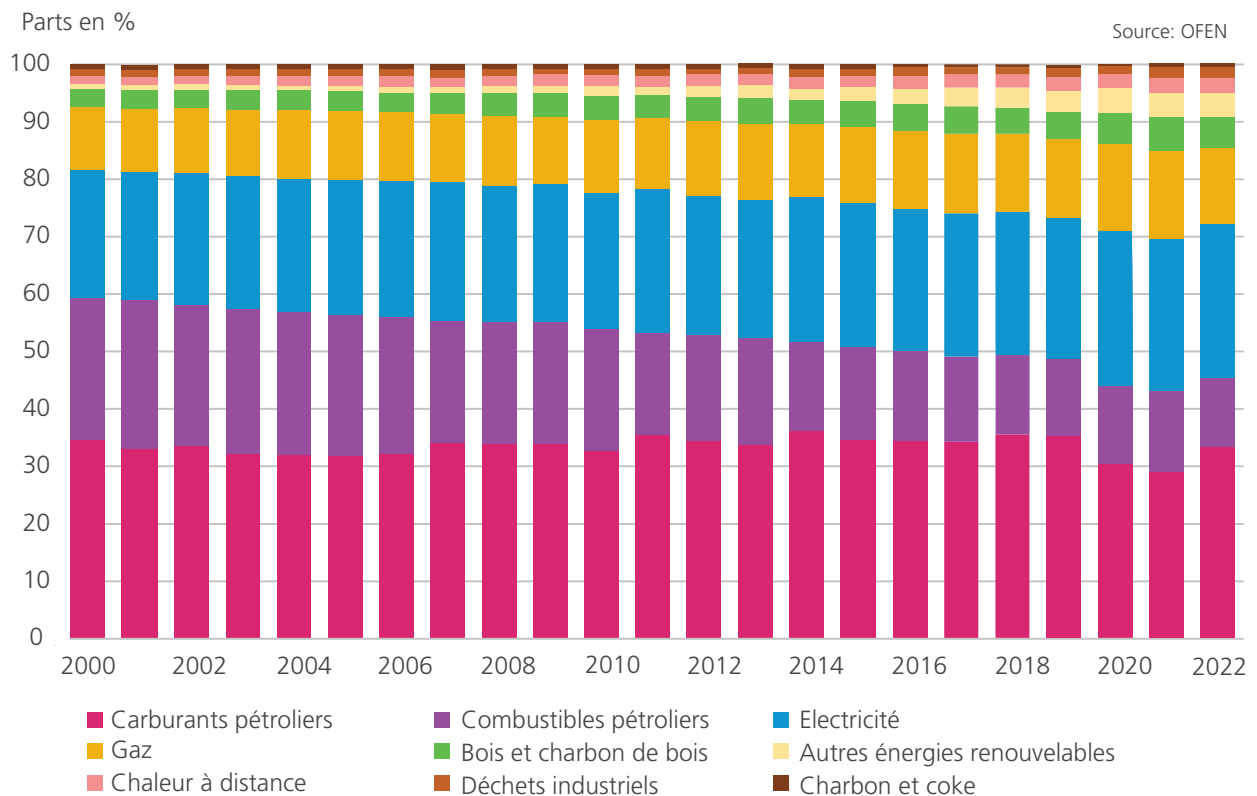


Figure 9: Diversification de l'approvisionnement en énergie: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

DÉPENDANCE VIS-À-VIS DE L'ÉTRANGER

La **figure 10** montre une tendance à la hausse du solde importateur entre l'an 2000 et 2006, puis une baisse soumise à de fortes fluctuations occasionnelles. Simultanément, on observe une légère augmentation de la production indigène depuis l'an 2000. En 2022, la production indigène a pour la première fois depuis 2011 diminué considérablement par rapport à l'année précédente, en raison de la sécheresse prolongée qui a entraîné une forte baisse de la production des centrales hydrauliques. La force hydraulique demeure malgré tout la principale source d'énergie indigène, tandis que les autres énergies renouvelables enregistrent une croissance continue. Les importations brutes se composent essentiellement d'agents énergétiques fossiles et de combustibles nucléaires. Comme l'indique la courbe noire, la part des importations dans la consommation énergétique brute (dépendance vis-à-vis de l'étranger) a augmenté entre l'an 2000 et 2006, avant de diminuer jusqu'en 2021. En 2022, la dépendance vis-à-vis de l'étranger a de nouveau augmenté, notamment en raison du recul de la production indigène et de la forte hausse des importations de carburant pour avions et demeure ainsi à un niveau élevé. En 2022, la part des importations dans la consommation énergétique brute était de 73,3% (70,2% en 2021, 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 2023a/OFS/OFEV/ARE, 2023).

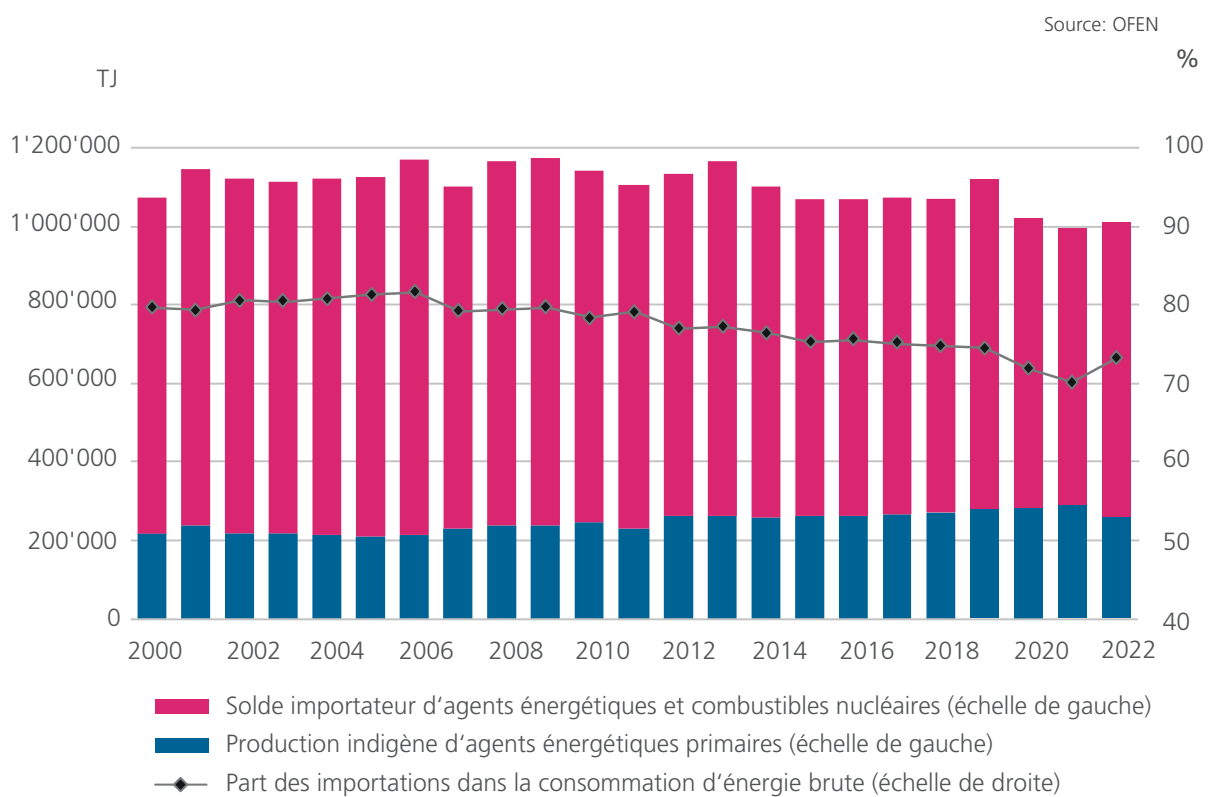


Figure 10: Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en %)

SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ: ADÉQUATION DU SYSTÈME ET CAPACITÉ DE PRODUCTION HIVERNALE

L'abandon progressif de l'énergie nucléaire dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et la décarbonation du système énergétique à plus long terme s'accompagnent de défis importants pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. La loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit diverses mesures visant à renforcer la sécurité de l'approvisionnement à long terme, notamment le développement supplémentaire de la production hivernale d'électricité (en priorité centrales hydroélectriques à accumulation et installations solaires alpines), la création d'une réserve d'énergie et le développement des énergies renouvelables (Feuille fédérale, 2023). Depuis le début de l'intervention militaire de la Russie en Ukraine et les craintes de pénurie de gaz qui en découlent, la sécurité de l'approvisionnement à court et moyen terme est actuellement au centre des préoccupations. Le Conseil fédéral a déjà pris différentes mesures à cet égard (cf. également chap. 2 Introduction). Durant l'été 2022, il a également chargé l'OFEN d'élaborer une étude sur l'adéquation du système électrique à court terme pour l'hiver 2022/23. L'ECom a également actualisé ses analyses sur la sécurité de l'approvisionnement en 2025.

La sécurité de l'approvisionnement en électricité repose aussi, en Suisse, sur l'interaction entre les capacités des centrales électriques et le réseau électrique qui permet le transport et la distribution de l'énergie produite. Les réseaux électriques, qui complètent les capacités des centrales électriques indigènes par des importations, sont eux aussi importants pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. En outre, le pays très interconnecté qu'est la Suisse dépend de plus en plus des conditions dans ses pays voisins. Comme la situation change au fil du temps, en raison des réorientations stratégiques des pays (surtout au sein de l'UE), des analyses étendues périodiques de l'adéquation du système sont nécessaires pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement. Il s'agit d'une approche globale visant à modéliser la situation d'approvisionnement en tenant compte de l'orientation stratégique dans les domaines de la production, de la consommation et des infrastructures de réseau nécessaires. Comme toutes les simulations, les approches des modèles sous-jacentes

aux études sur l'adéquation du système comportent des limitations et des hypothèses simplifiées. Or les données hypothétiques utilisées sur l'évolution des systèmes européen et suisse et les incertitudes correspondantes – notamment en ce qui concerne le long terme – revêtent une grande importance. Par conséquent, les résultats des simulations ne sont pas des prévisions, mais indiquent quelles évolutions doivent être examinées d'un œil critique, dans une perspective systémique globale.

Étude sur l'adéquation du système électrique à court terme (hiver 2022/23): En raison de la situation tendue suite à l'intervention militaire de la Russie en Ukraine, une étude sur l'adéquation du système électrique pour l'hiver 2022/23 a été réalisée sur mandat de l'OFEN et accompagnée par l'ECom et l'OFAE. Cette étude a conclu que la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse n'était pas menacée durant l'hiver 2022/23, mais que des insuffisances de couverture ne pouvaient être exclues. En principe, cette étude reste valable pour l'hiver 2023/24, pour autant que les développements actuels n'entraînent pas de nouveaux facteurs de stress (cf. ci-dessous).

Selon les scénarios les plus probables (cf. ci-dessous), les besoins en énergie peuvent être couverts grâce aux mesures mises en place par le Conseil fédéral. La réserve hydroélectrique permet de conserver de l'énergie à la fin de l'hiver, qui constitue la période la plus critique. La mise à disposition d'une centrale de réserve temporaire à Birr (AG) et d'autres centrales de réserve ainsi que de groupes électrogènes de secours est un dispositif supplémentaire pour fournir de l'énergie, si celle-ci venait à manquer. Les autres mesures prévues, comme l'augmentation des capacités du réseau de transport d'électricité, le mécanisme de sauvetage destiné aux entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique et l'abaissement temporaire des débits résiduels renforcent, elles aussi, l'approvisionnement durant l'hiver. La réduction volontaire de la consommation d'énergie dans l'économie et dans la société contribue également à ce renforcement.

- **Le scénario de référence** part de l'hypothèse que, durant l'hiver 2022/2023, la disponibilité des centrales nucléaires françaises est réduite de 35%, mais qu'il y

SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ: ADÉQUATION DU SYSTÈME ET CAPACITÉ DE PRODUCTION HIVERNALE

aura suffisamment de gaz pour produire de l'électricité sur le territoire européen. Les calculs effectués dans le cadre de ce scénario montrent que la production d'énergie indigène et étrangère suffira à couvrir la demande en électricité de la Suisse. Il est toutefois indispensable que le négoce d'électricité basé sur le marché continue de fonctionner en Europe et que le soutien mutuel en cas de pénurie soit garanti.

- **Le scénario prévoyant une pénurie de gaz** table sur le fait que la disponibilité en gaz servant à la production d'électricité diminue de près de 15% sur le territoire européen. Dans la grande majorité (87%) des quelque 2400 simulations réalisées dans le cadre de ce scénario, la Suisse ne connaîtra pas de pénuries d'électricité. Dans 8% des simulations, le manque d'électricité dépasse la quantité nécessaire à la consommation d'un jour en hiver (énergie non desservie ou ENS: Energy Not Served), consommation qui avoisine 170 GWh. Dans 5% des simulations, ce manque correspond à plus de deux jours et demi de consommation en hiver.
- **Le scénario prévoyant des pannes dans les centrales nucléaires** se base sur le cas où 50% du parc nucléaire français ainsi que les centrales nucléaires suisses de Leibstadt et de Beznau 1 tomberaient en panne, ce qui provoquerait des situations tendues dans certaines régions d'Europe. Grâce à la force hydraulique et aux capacités d'importation suffisantes en provenance des autres zones limitrophes dont elle dispose, la Suisse ne devrait pas subir de répercussions si un tel cas de figure se présentait.
- **Le scénario extrême** combine une réduction du gaz disponible sur le territoire européen et la mise à l'arrêt de toutes les centrales nucléaires suisses. Une telle situation aurait des conséquences considérables pour la Suisse. Dans un tel scénario, très improbable, il lui manquerait en moyenne presque six jours usuels de consommation d'électricité en hiver (source: OFEN/EI-Com/OFAE, 2022).

Fin 2022, l'OFEN a publié une étude sur l'adéquation du système électrique **à l'horizon 2040**. Sur la base des Perspectives énergétiques 2050+ qui tiennent notamment compte de l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050, cette étude évalue la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et à long terme. D'autres facteurs d'influence ont également été considérés, entre autres l'absence d'un accord sur l'électricité. Pour des raisons de temps, une éventuelle pénurie de gaz n'a pas été prise en compte (*cf. ci-dessus: étude sur l'adéquation du système électrique à court terme*). L'étude a montré que trois facteurs sont essentiels pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse: la force hydraulique, la capacité d'importation et le développement européen dans son ensemble. Si l'on parvient à combiner harmonieusement les deux premiers facteurs, des difficultés d'approvisionnement côté suisse ou côté européen, mêmes importantes, n'auront pas de conséquences graves. Les autres résultats sont résumés ci-après:

- Le développement des énergies renouvelables rend le système européen d'approvisionnement en électricité de plus en plus dépendant des conditions météorologiques. Au niveau purement physique et sur la base des scénarios retenus, la Suisse peut devoir faire face en 2040 à un manque de couverture de la consommation atteignant au maximum 250 GWh en raison de sa dépendance aux conditions météorologiques. Du point de vue du marché, la Suisse ne devrait toutefois rencontrer aucune difficulté si elle est bien intégrée au marché européen.
- Si la coopération avec l'Europe est assurée (accord sur l'électricité ou contrats techniques permettant de maintenir les capacités d'échange au niveau actuel), les calculs effectués sous l'angle du marché ne laissent apparaître aucune difficulté d'approvisionnement dans les années à venir, même si les centrales nucléaires suisses ne sont pas disponibles.

SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ: ADÉQUATION DU SYSTÈME ET CAPACITÉ DE PRODUCTION HIVERNALE

- Si elle ne coopère pas avec l'Europe et n'adapte pas ses conditions-cadres actuelles (état en 2019) concernant le développement des énergies renouvelables indigènes, la Suisse risque de devoir parfois faire face à des pénuries à partir de 2030 pour des raisons d'ordre météorologique. Il convient de noter que l'étude n'a pas pu prendre en compte l'impact de la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables et de la loi portant sur des mesures urgentes visant à assurer rapidement l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver.
- En cas d'amélioration des conditions-cadres régissant le développement des énergies renouvelables, il n'y aurait en revanche pas de pénurie. Seule une électrification très poussée pourrait constituer un risque de pénurie en cas de conditions météorologiques défavorables.
- Si en plus des capacités d'échange limitées (c'est-à-dire en l'absence de coopération), des événements majeurs se produisent en Suisse ou dans les pays voisins (par exemple l'arrêt de centrales), il en résulte des conséquences considérables pour la Suisse. Dans une telle situation, toute énergie indigène supplémentaire est utile. La flexibilité de la force hydraulique suisse existante est notamment cruciale, étant donné que l'énergie supplémentaire peut être intégrée de manière optimale dans le système grâce au pompage ou à la modification des programmes prévisionnels des centrales (source: Université de Bâle/EPFZ/Consentec, 2022). Si en plus des capacités d'échange limitées (c'est-à-dire en l'absence de coopération), des événements majeurs se produisent en Suisse ou dans les pays voisins (par exemple l'arrêt de centrales), il en résulte des conséquences considérables pour la Suisse. Dans une telle situation, toute énergie indigène supplémentaire est utile. La flexibilité de la force hydraulique suisse existante est notamment cruciale, étant donné que l'énergie supplémentaire peut être intégrée de manière optimale dans le système grâce au pompage ou à la modification des programmes prévisionnels des centrales (source: Université de Bâle/EPFZ/Consentec, 2022).

En 2023, l'ElCom a mis à jour ses analyses sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité à moyen et à long terme. D'une part, elle a chargé Swissgrid de revoir son analyse de **la sécurité de l'approvisionnement à l'horizon 2025** à la lumière des scénarios adaptés. D'autre part, l'ElCom a mis à jour **ses calculs concernant la capacité de production hivernale jusqu'en 2035** en y intégrant de nouvelles prévisions relatives à la durée d'exploitation des centrales nucléaires, à la demande en électricité et au développement des énergies renouvelables.

Dans l'étude sur l'adéquation du système électrique pour l'année 2025, les scénarios élaborés dans la dernière analyse de 2021¹¹ ont été mis à jour compte tenu des expériences récentes dans le contexte de la guerre en Ukraine et des disponibilités exceptionnellement basses des centrales nucléaires françaises. Les hypothèses relatives à la disponibilité d'électricité indigène ont également été adaptées (en particulier exploitation de Beznau 1 et 2 après 2025).

Dans le scénario de référence actualisé, aucune des simulations ne fait état de problèmes d'approvisionnement. Il n'y a pas non plus de pénurie dans la plupart des simulations du scénario de stress évalué (avec pénurie de gaz et faible disponibilité des centrales nucléaires), mais une telle situation n'est toutefois pas à exclure. Dans le pire des cas, il manquerait environ 500 gigawattheures (GWh) d'électricité. Si le redispatching international (intervention dans l'utilisation des centrales pour stabiliser le réseau), supposé relativement élevé dans les simulations, est divisé par deux, le volume manquant d'électricité diminue cependant à 113 GWh.

Dans la perspective à long terme des années 2030 et 2035, l'ElCom a également mis à jour son analyse concernant la production hivernale. Elle se concentre essentiellement sur la production et la demande d'électricité en Suisse. Les développements à l'étranger et les possibilités d'importation n'ont pas été pris en compte. L'analyse fournit des grandeurs simplifiées pour la résilience de l'approvisionnement de la Suisse à plus long

SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ: ADÉQUATION DU SYSTÈME ET CAPACITÉ DE PRODUCTION HIVERNALE

terme. Deux indicateurs ont été relevés: premièrement, comme dans le dernier document de référence de l'ElCom, le besoin d'importation de la Suisse pendant le semestre d'hiver; deuxièmement, le nombre de jours pendant lesquels la Suisse pourrait s'approvisionner elle-même à la fin de l'hiver, lorsque les réserves saisonnières sont déjà en grande partie épuisées (dans l'hypothèse où il ne serait temporairement pas possible de recourir à des importations en raison d'une situation d'approvisionnement tendue en Europe).

L'ElCom définit des scénarios sur la base de différentes prévisions d'instituts reconnus ainsi que d'objectifs politiques. Les valeurs indicatives pour une résilience minimale sont les limites d'importation hivernale définies par le Parlement (5000 GWh ou 20% de la consommation moyenne d'électricité pendant le semestre d'hiver), ou au moins 22 jours de capacité d'autonomie (valeur actuelle approximative). Ces deux chiffres illustrent la très grande incertitude qui entoure l'évolution de la résilience de l'approvisionnement: pour respecter les valeurs indicatives (en supposant une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 60 ans), il faudrait, selon le scénario envisagé, une réserve de 0 à 1400 MW d'ici 2030 ou de 0 à 2100 MW d'ici 2035 avec une capacité de puissance continue.

En se basant sur ces deux analyses, l'ElCom recommande une capacité de réserve thermique d'au moins 400 MW pour 2025 et de 700 à 1400 MW à partir de 2030. En raison des grandes incertitudes, l'ElCom estime qu'il convient de procéder par étapes afin de pouvoir au besoin ajuster la constitution des réserves. Actuellement, les réserves complémentaires d'électricité suivantes sont disponibles jusqu'au printemps 2026: centrale de réserve de Birr (AG) d'une puissance de 250 MW; centrale de réserve de Corneaux 1 (NE) d'une puissance de 36 MW; centrale à gaz à cycle combiné Thematel à Monthey (VS) d'une puissance de 50 MW; groupes électrogènes de secours regroupés en pools, d'une puissance d'environ 110 MW. Fin juillet 2023, l'OFEN a lancé le premier appel d'offres pour des centrales de réserve après 2026. Il porte sur une puissance électrique totale de 400 MW. (Sources: Swissgrid, 2023a/Elcom, 2023e).

11 Frontier Economics (2021): Analyse de la collaboration CH-UE dans le domaine de l'électricité.

➤ Indicateur complémentaire sur le champ thématique
SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT
(version détaillée du rapport de monitoring)



► DÉPENSES ET PRIX

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

DÉPENSES DES CONSOMMATEURS FINAUX POUR L'ÉNERGIE

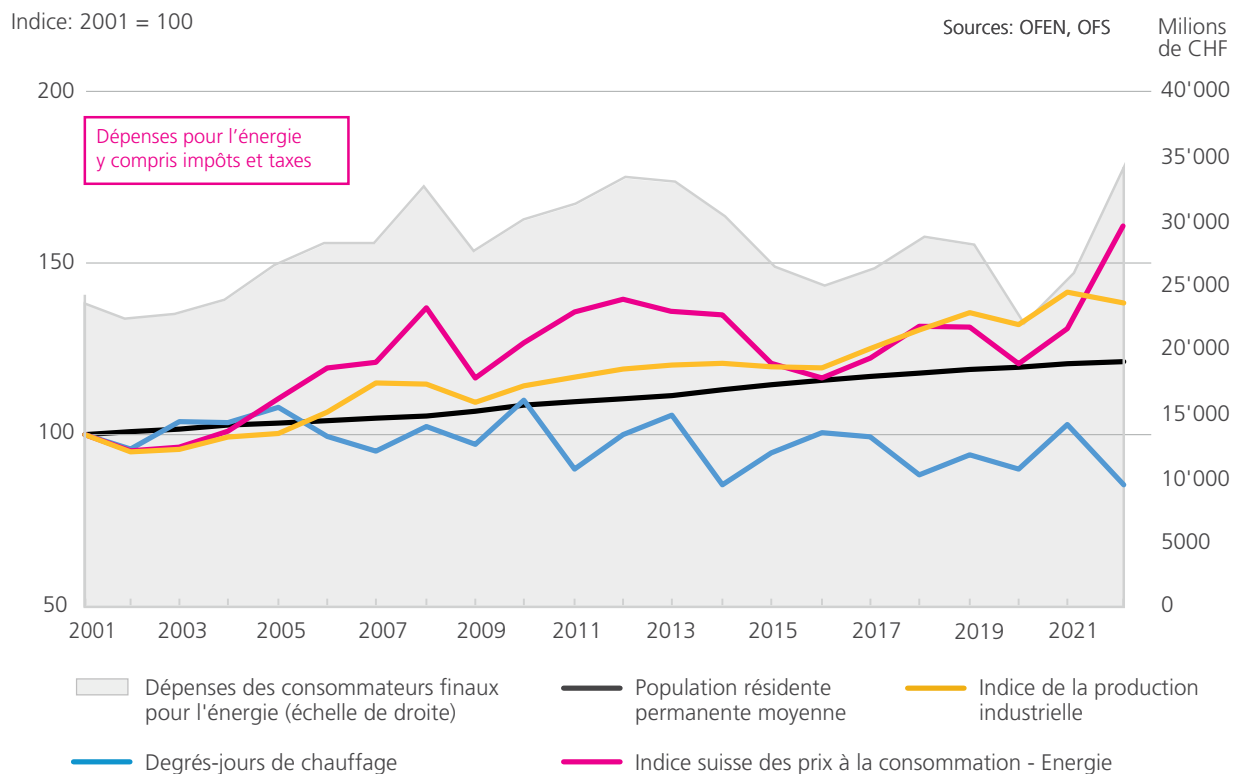


Figure 11: Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (estimations en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)

La **figure 11** présente l'évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie en Suisse. Elles s'élevaient à près de 34,1 milliards de francs en 2021. Après avoir chuté à 22 milliards de francs en 2020, les dépenses ont augmenté en 2021 (environ 25,9 milliards de francs) et ont notamment enregistré une forte croissance en 2022. L'augmentation des dépenses a été entraînée par la hausse des prix. L'indice partiel de l'indice suisse des prix à la consommation qui représente l'énergie a ainsi progressé de 22% en un an. La hausse a été particulièrement prononcée concernant les dépenses pour les combustibles et les carburants fossiles (combustibles pétroliers, carburants, gaz)¹²: ces trois agents énergétiques représentaient environ deux tiers des dépenses totales pour l'énergie, soit 22,6 milliards de francs. Environ 10,5 milliards de francs ont été dépensés pour l'électricité, les autres dépenses étant consacrées aux combustibles solides et à la chaleur

à distance (570 millions de francs)¹³. Entre 2001 et 2021, les dépenses pour l'énergie ont augmenté de 0,4% par an en moyenne. Au cours de l'année exceptionnelle que fut 2022, les dépenses pour l'énergie ont augmenté de 31% (ou 8,1 milliards) par rapport à l'année précédente, le taux de croissance annuel des dépenses énergétiques entre 2001 et 2022 atteignant ainsi 1,6%. Pendant la même période, la production industrielle a progressé de 1,5% par an, tandis que la population croissait de 0,9% par an et que l'indice suisse des prix à la consommation augmentait de 2,2% par an dans le domaine de l'énergie. On constate que les dépenses de consommation finale et l'indice des prix à la consommation d'énergie évoluent de manière semblable. Cette similarité est notamment due au fait que les prix de l'énergie n'influencent guère à court terme le comportement des consommateurs, celui-ci dépendant plutôt des structures existantes relativement stables (par exemple le parc de véhicules et le parc

DÉPENSES DES CONSOMMATEURS FINAUX POUR L'ÉNERGIE

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 raison de la pandémie de COVID-19, la consommation d'énergie a diminué en 2020, notamment celle de carburant. Compte tenu des prix bas, cela a entraîné des dépenses exceptionnellement faibles pour l'énergie. En 2021, les quantités consommées et les dépenses ont de nouveau augmenté et l'année 2022 a été marquée par une forte hausse des prix et par les dépenses élevées en résultant et

ce bien que les quantités d'agents énergétiques consommés pour le chauffage (principalement le gaz et le mazout) et d'électricité aient diminué, entre autres en raison des températures douces (faible nombre de degrés-jours de chauffage). L'amélioration de l'efficacité énergétique peut modérer la consommation énergétique, entraînant ainsi une baisse des dépenses des consommateurs finaux (Sources: OFEN, 2023a/OFS, 2023a).

12 En 2022, 3,4% 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'OFEV du 11 juillet 2023); en 2022, la part du biogaz indigène injecté est passée à 1,3% de la consommation globale de gaz (communiqué de presse de l'OFEN du 22 juin 2023).

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 (par exemple taxe sur le CO₂, impôt sur les huiles minérales, taxe sur la valeur ajoutée, etc.).

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

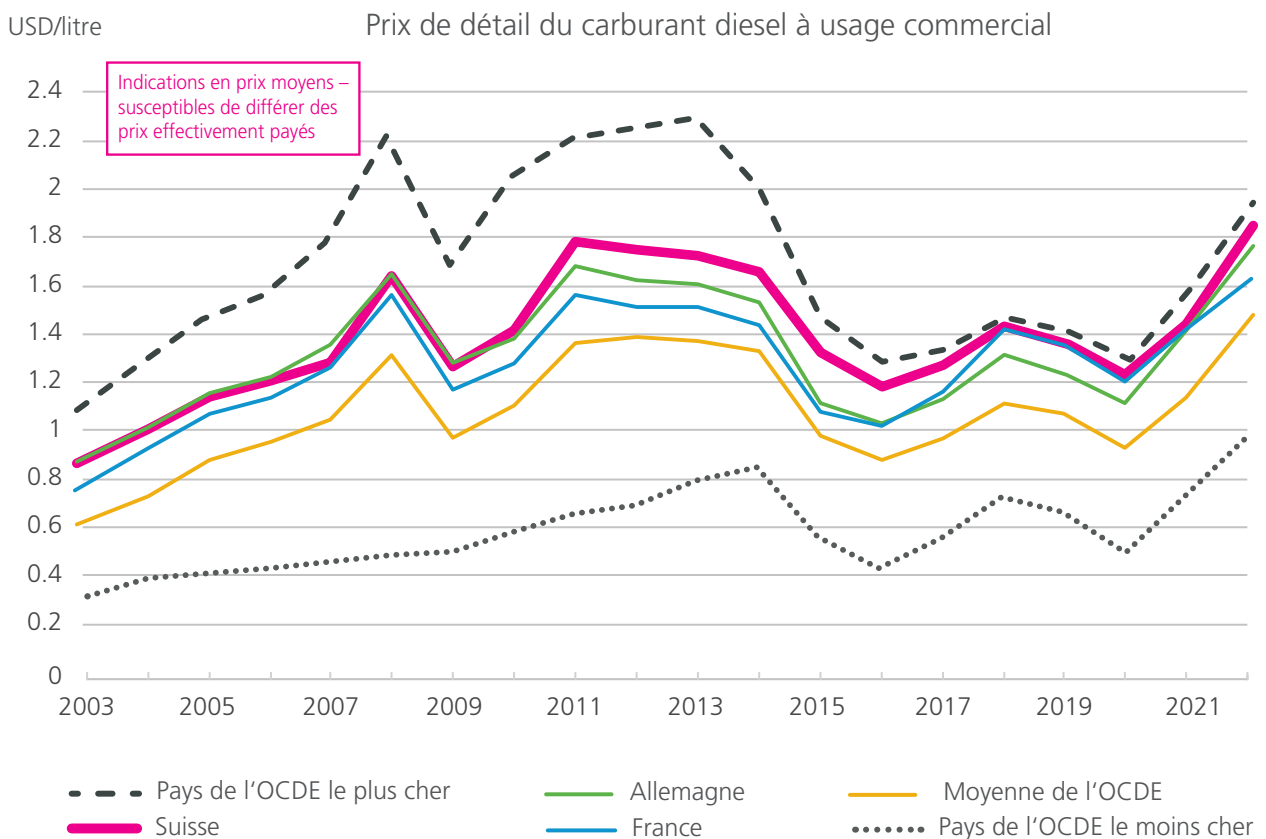
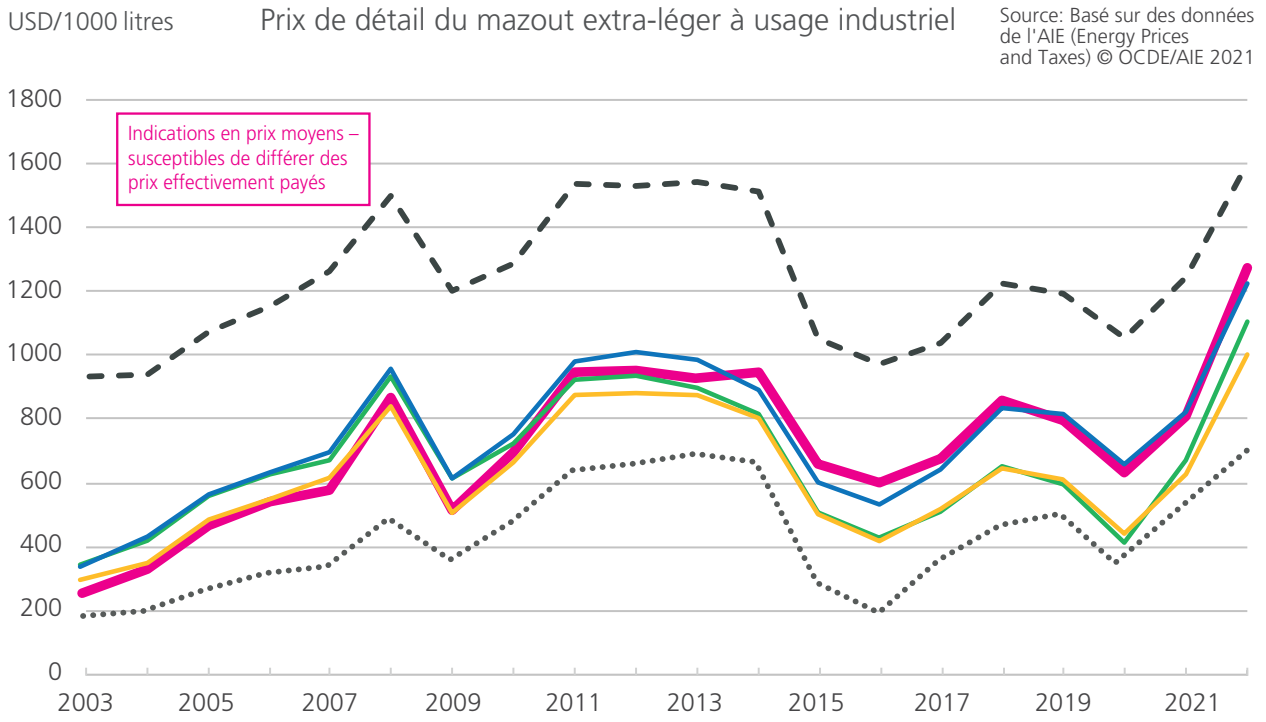


Figure 12: Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)

Suite à l'intervention militaire de la Russie en Ukraine, les prix de l'énergie ont connu en 2022 de fortes hausses à l'échelle mondiale. Afin de les atténuer, plusieurs États ont, d'une part, accordé aux entreprises ou aux ménages des aides directes provenant du budget de l'État et, d'autre part, introduit des freins temporaires aux prix, par exemple en réduisant l'imposition. Un allègement fiscal en France a ainsi permis de réduire les prix de vente des carburants, ce qui se reflète à la **figure 12** concernant le prix du diesel. Les mesures indirectes, c'est-à-dire les paiements à des personnes et à des entreprises, n'ont pas eu d'effet sur les prix de vente et n'apparaissent donc pas dans la figure susmentionnée. La Suisse a renoncé à mettre en œuvre de telles mesures visant à tempérer la hausse des prix, ce dont il convient de tenir compte dans la comparaison internationale pour l'année 2022.

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 2022, le **prix du mazout** suisse a fortement augmenté et est resté supérieur à la moyenne de l'OCDE. La hausse des prix en 2022 était similaire à celle dans les pays voisins. Si l'on observe

l'évolution au cours des ans, on constate que les prix ont toutefois augmenté un peu plus fortement en Suisse par rapport aux autres pays. Une explication, au moins partielle, 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 120 francs par tonne de CO₂ en 2022. 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 était légèrement supérieur à celui en France et en Allemagne ou à la moyenne de l'OCDE. Les prix de ce produit pétrolier ont également fortement augmenté l'année dernière dans tous les pays sous revue. La France a rattrapé la Suisse en matière de prix depuis 2018. En raison d'allègements fiscaux limités dans le temps pour l'essence et le diesel, les prix y étaient toutefois nettement plus bas l'année dernière (*cf. courbe bleue de la figure 12*). 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, 2023a).

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

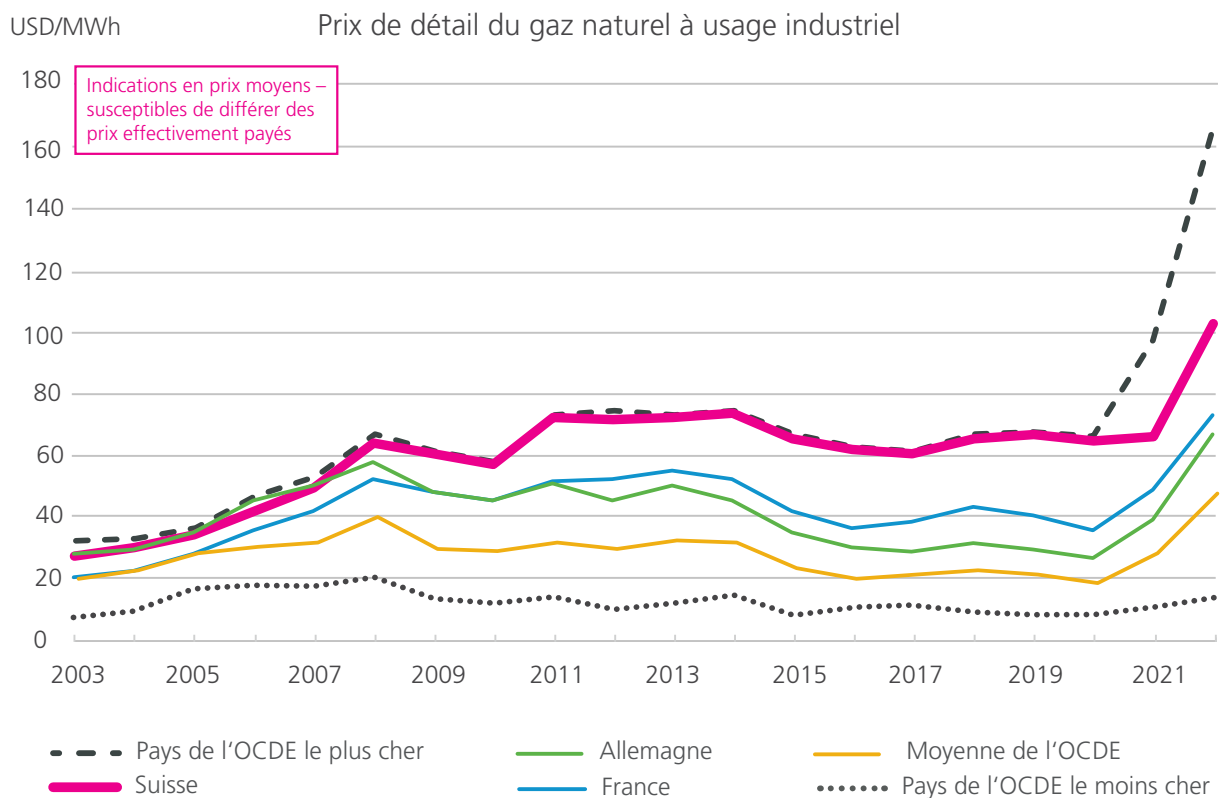
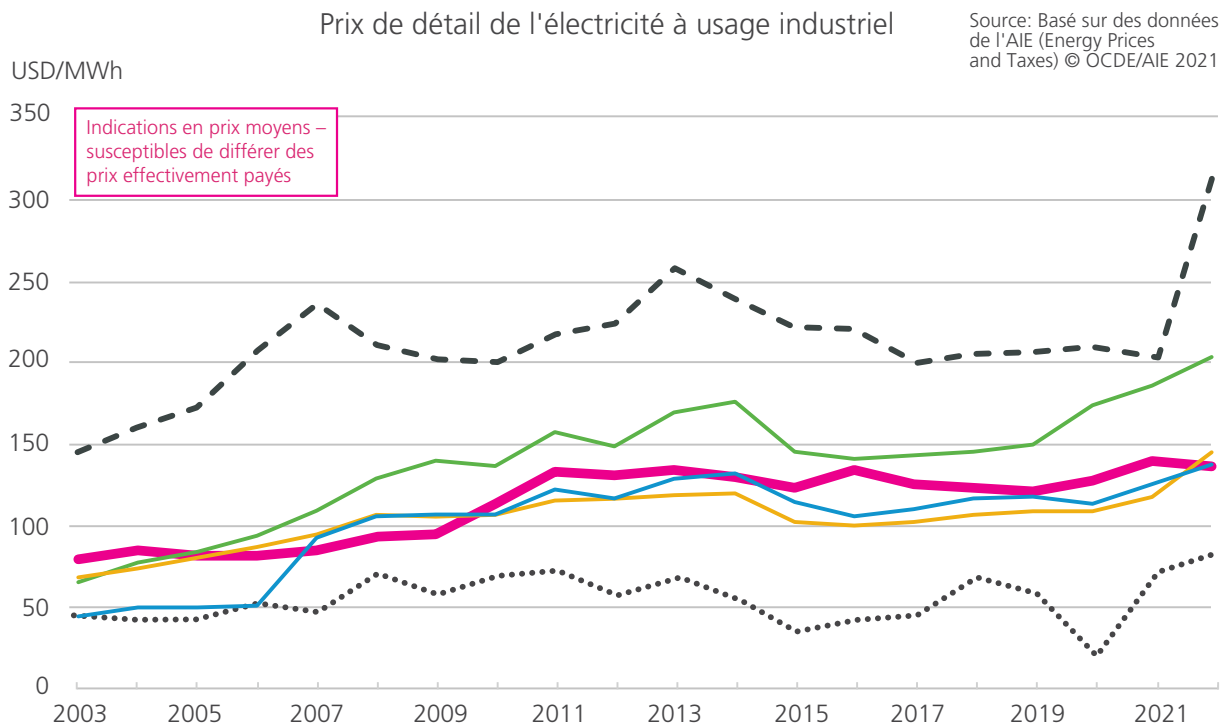


Figure 13: Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

Le **prix de l'électricité** dépend de nombreux facteurs, notamment des technologies employées dans la production, des coûts de production et de transport, des capacités des réseaux, de la structure du marché et des taxes. Jusqu'en 2020, les prix de l'électricité en Suisse sont restés en grande partie stables en comparaison avec la moyenne des pays de l'OCDE (cf. figure 13). En 2021 et surtout en 2022, certains pays ont toutefois connu des hausses de prix plus importantes, comme par exemple en Allemagne. En revanche, le niveau des prix en Suisse n'a pas beaucoup changé en 2022 et se situe même très légèrement audessous de la moyenne de l'OCDE, au même niveau que celui de la France et nettement plus bas que celui de l'Allemagne. Les différences de niveau doivent toutefois être interprétées avec prudence, notamment parce que les entreprises grandes consommatrices d'électricité peuvent être exemptées de certaines taxes comprises dans le prix. Les prix 2022 pour les clients de l'approvisionnement de base ont déjà été fixés en août 2021, de sorte que la flambée des prix de l'électricité en 2022 pour cette partie de la clientèle n'est pas comprise dans les données. Certains pays comparés ont également subventionné de gros consommateurs d'électricité afin d'atténuer la hausse des prix de l'électricité. Ces subventions directes n'apparaissent pas non plus dans le graphique.

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. La Suisse était le plus cher des pays de l'OCDE en 2010, 2011, de 2013 à 2020. En 2021, la Suède a remplacé la Suisse en tant que pays le plus cher de l'OCDE, entre autres probablement suite à l'augmentation continue de la taxe sur le CO₂ en Suède au fil des ans (117 EUR/tonne en 2022). Dans tous les pays, une nette augmentation des prix est constatée en 2022 en raison de l'intervention militaire de la Russie en Ukraine. La mesure dans laquelle les subventions accordées par les États pour atténuer les hausses de prix se reflètent dans les prix varie d'un État à l'autre. En Allemagne par exemple, le frein au prix du gaz pour les entreprises industrielles est entré en vigueur seulement en 2023.

L'écart entre la Suisse et d'autres pays de l'OCDE est considérable, en particulier par rapport au Canada, le pays où les prix étaient les moins élevés en 2022. 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 entreprises¹⁴ 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. En juin 2023, le Conseil fédéral a défini les valeurs-clés pour le message relatif à la nouvelle loi sur l'approvisionnement en gaz. Il a en même temps proposé une ouverture partielle du marché: les clients dont la consommation annuelle dépasse 300 MWh (soit les gros clients) pourraient accéder librement au marché. Depuis juin 2020, le marché du gaz dans la région de Lucerne est par ailleurs entièrement ouvert suite à une décision de la Commission de la concurrence (sources: OCDE/AIE, 2023a/Conseil fédéral 2019b+2023e/COMCO, 2020).

14 Notamment les entreprises de certains secteurs dont la taxe est élevée par rapport à leur création de valeur, ce qui affecterait fortement leur compétitivité internationale; cf. ordonnance sur le CO₂, annexe 7 (activités donnant droit de participer au système d'échange de quotas d'émission [SEQE]). Ces entreprises obtiennent, sur demande, le remboursement de la taxe sur le CO₂. Les grandes entreprises à forte émission de CO₂ participent au SEQE et sont (elles aussi) exonérées de cette taxe.

➤ Indicateurs complémentaires sur le champ thématique

DÉPENSES ET PRIX

(version détaillée du rapport de monitoring)



► ÉMISSIONS 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 perspective de l'évolution d'autres indicateurs pertinents. 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.

ÉMISSIONS DE CO₂ LIÉES À L'ÉNERGIE PAR HABITANT

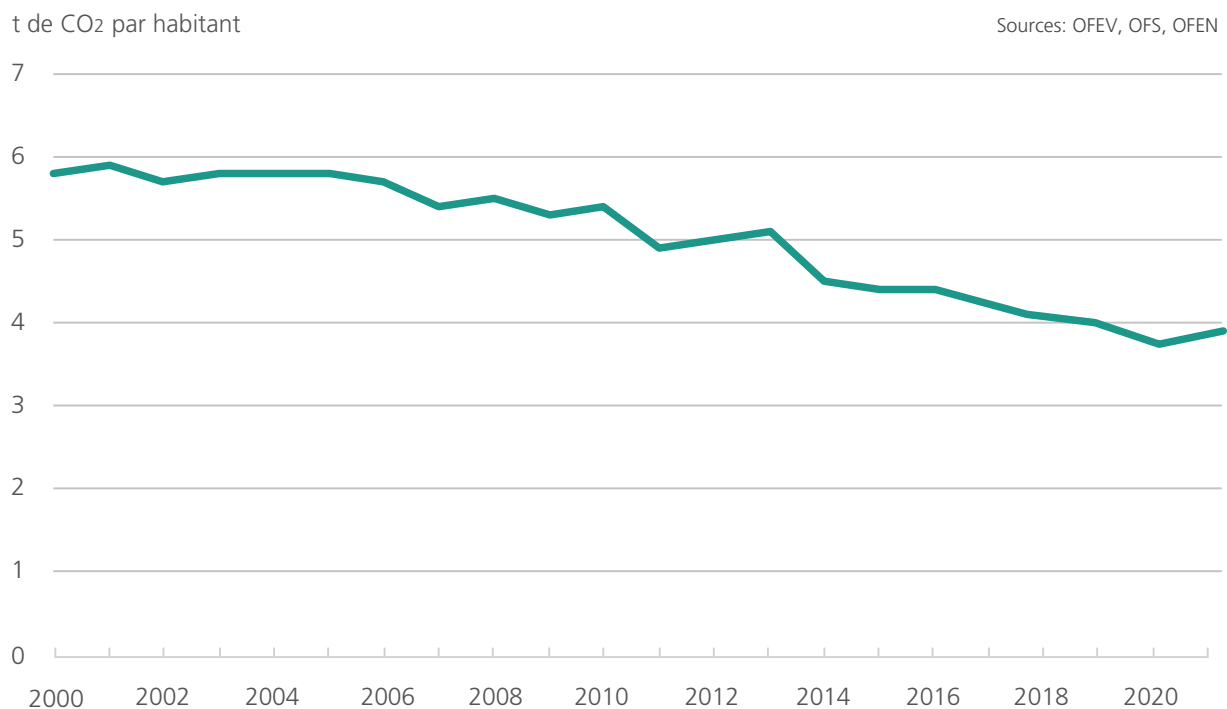


Figure 14: Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)¹⁵

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 (cf. figure 15 ci-après), alors que

l'effectif de la population n'a cessé d'augmenter pendant la même période. On assiste donc à un découplage de plus en plus marqué entre la croissance démographique et les émissions de CO₂. En 2021, les émissions indigènes par habitant se montaient à environ 3,9 tonnes, soit 33% 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 à faible taux 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, 2023/OFS, 2023a/OFEN, 2023a).

¹⁵ Délimitation conforme à la loi sur le CO₂ (sans le transport 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.

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

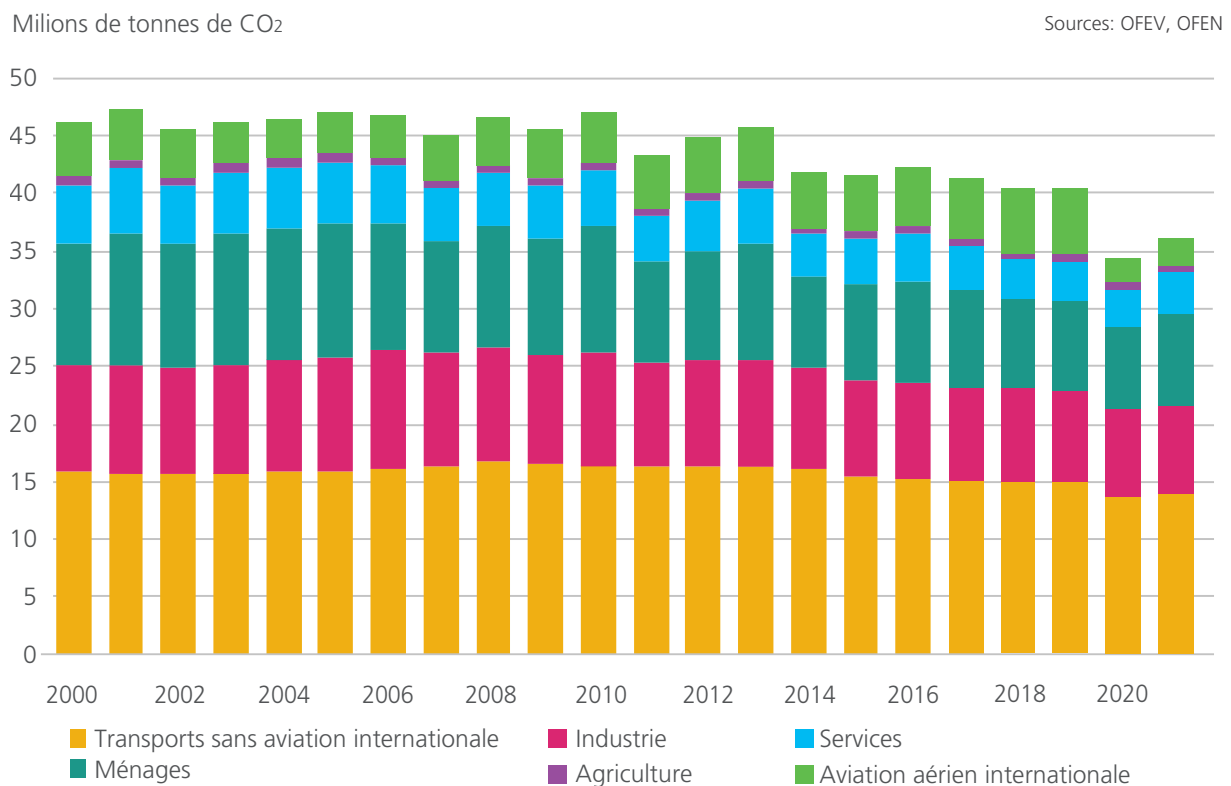


Figure 15: Émissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO₂)

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (cf. figure 15; y c. *transport aérien international*) atteignent au total près de 36 millions de tonnes de CO₂ en 2021, soit 22% de moins qu'en l'an 2000. La plus grande partie de ces émissions (part: 38% en 2021, sans le transport 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 2 millions de tonnes entre l'an 2000 et 2021. Après un fléchissement au début des années 2000, les émissions du transport aérien international n'ont cessé de progresser depuis 2005 et représentaient 5,7 millions de tonnes de CO₂¹⁸ en 2019. En raison de la pandémie de COVID-19, elles ont toutefois fortement reculé en 2020 et, avec 2,3 millions de tonnes de CO₂ en 2021 (part: 6%), elles étaient encore nettement inférieures aux valeurs antérieures. Les émissions de CO₂ liées à l'énergie de l'industrie (part:

23% en 2021) 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 2021) 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. Toutefois, étant donné qu'un grand nombre de systèmes de chauffage fossiles sont encore en service, les émissions annuelles dépendent fortement des

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

conditions météorologiques. Les émissions sont plus 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 2021) 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 2021). 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 34% à 38% et de 20% à 22%), tandis que la part des ménages et des services est moins élevée (sources: OFEV, 2023+2022a/OFEN, 2023a/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 **ÉMISSIONS DE CO₂**
(version détaillée du rapport de monitoring)



The background of the page is a complex digital interface. It features a central world map with glowing blue lines and nodes, suggesting global connectivity or data flow. Surrounding the map are various data visualization elements, including bar charts, line graphs, and circular gauges, all rendered in a light blue and white color scheme. The overall aesthetic is clean, modern, and high-tech, typical of a data analytics or research dashboard.

► 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. Au demeurant, le monitoring mentionne les activités et programmes de recherche courants.

DÉPENSES DES COLLECTIVITÉS PUBLIQUES POUR LA RECHERCHE ÉNERGÉTIQUE

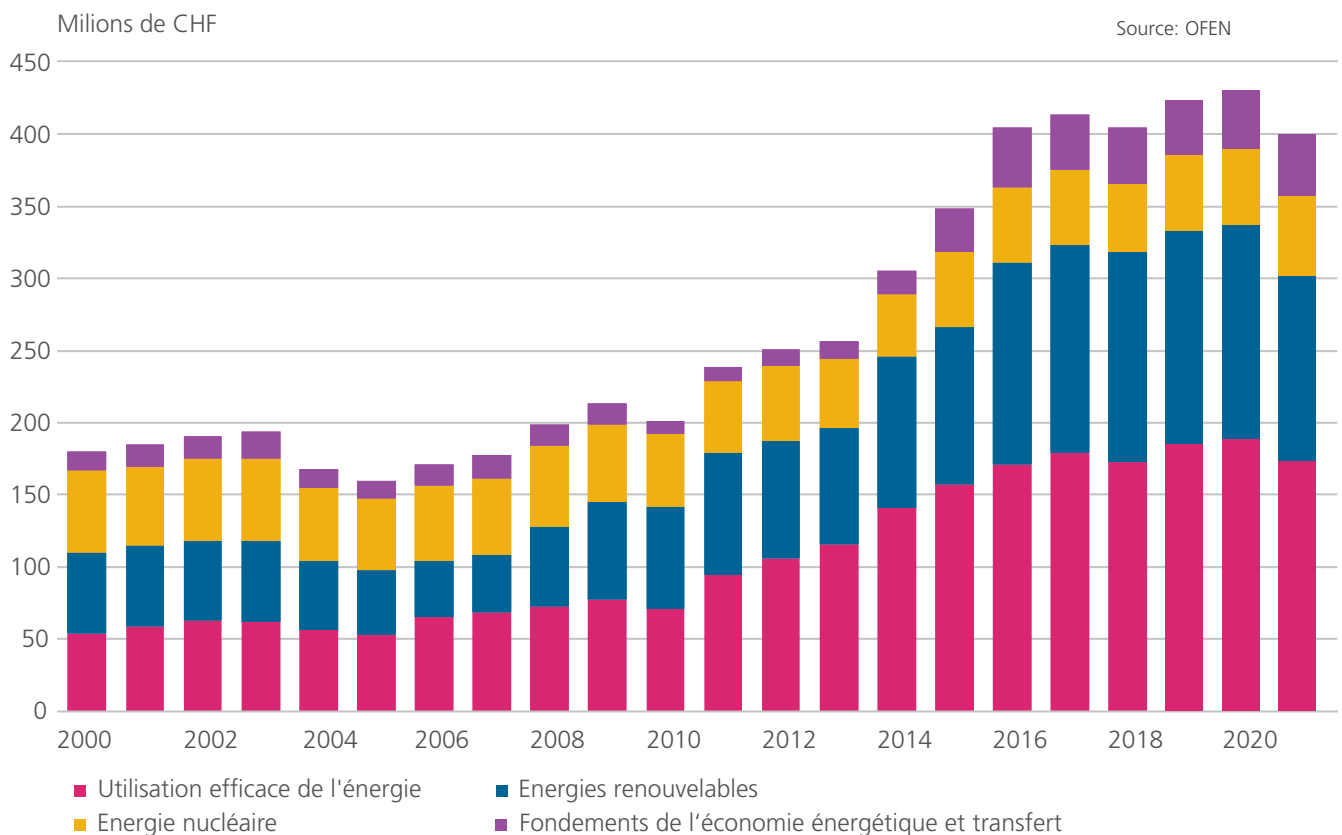


Figure 16: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)¹⁹

Entre 2005 et 2020, 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 2021 des collectivités publiques pour la recherche énergétique s'élevaient à près de 400 millions de francs (valeur réelle; 2020: près de 434 millions de francs). Le recul par rapport aux années précédentes s'explique par le fait que le programme d'encouragement Énergie (SCCER) est arrivé à son terme. La contribution du domaine des EPF et d'Innosuisse à la recherche énergétique en Suisse a ainsi diminué. Étant donné que SWEET est moins doté en ressources, ce recul ne pourra probablement pas être entièrement compensé.

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 (43,7% en 2021) et Énergies renouvelables (31,8% en 2021). 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 ayant augmenté par rapport à l'année précédente pour atteindre 14,2% en 2021. La part revenant au domaine de recherche Fondements de l'économie énergétique et transfert se montait à 10,2% (source: OFEN, 2022a+2023d).

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 ET 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.

ÉVOLUTION DES MARCHÉS GLOBAUX DE L'ÉNERGIE

L'Europe et d'autres régions du monde sont actuellement confrontées à des fluctuations des prix de l'énergie. En 2021, les prix de l'énergie avaient déjà fortement augmenté avec la relance économique qui a suivi le pic de la pandémie de COVID-19 et la hausse subséquente de la demande en énergie. La crise énergétique s'est aggravée avec l'intervention militaire de la Russie en Ukraine et a notamment fait grimper les prix du gaz et de l'électricité. Ils ont atteint un pic provisoire au second semestre 2022. Soucieuse de réduire sa dépendance au gaz russe, l'UE a décidé plusieurs mesures visant à diversifier son approvisionnement en gaz et fixé un objectif de réduction de 15% pour l'automne/hiver 2022/2023 par rapport aux années précédentes. Par ailleurs, le prix européen du CO₂ a nettement augmenté et atteint un record au premier trimestre 2023.

Pétrole: dans ses prévisions à moyen terme, l'AIE évalue la demande mondiale de pétrole à environ 105,7 millions de barils par jour en 2028, ce qui représente une hausse de 5,9 millions de barils par jour par rapport à 2022. D'après l'AIE, le trafic aérien et l'industrie pétrochimique sont principalement responsables de cette hausse. S'agissant de l'offre, l'AIE prévoit que les capacités de production augmenteront de 5,9 millions de barils par jour par rapport à 2022, pour atteindre 111 millions de barils par jour jusqu'en 2028.

En 2022, la demande était de 99,8 millions de barils par jour, soit une hausse de 2,3 millions de barils par jour par rapport à 2021. Selon l'AIE, la demande devrait encore augmenter en 2023 pour atteindre 102,3 millions de barils par jour, atteignant ainsi un record. Comme la reprise suivant la pandémie s'essouffle et que la faiblesse de la conjoncture, des normes d'efficacité plus strictes et les nouveaux véhicules électriques limitent la consommation, l'AIE prévoit une baisse de la croissance à 1 million de barils par jour en 2024.

D'après les prévisions, la production mondiale de pétrole devrait augmenter de 1,5 million de barils par jour d'ici 2023 pour atteindre un niveau record de 101,5 millions de barils par jour, les États-Unis étant le principal moteur de cette hausse.

Peu après le début de l'intervention militaire de la Russie en Ukraine début mars 2022, les prix du pétrole ont

atteint un niveau historiquement élevé, à près de 130 USD le baril. Le prix a ensuite fortement fluctué avant de baisser à un peu plus de 85 USD le baril fin décembre 2022. Le premier semestre 2023 a été marqué par la volatilité des prix : mi-mars 2023, le prix du pétrole est retombé sous les 75 USD le baril pour la première fois depuis décembre 2021, avant de grimper un mois plus tard à plus de 87 USD le baril. Après une brève accalmie sur les marchés pétroliers, il est reparti à la hausse dès l'été 2023. En août, le prix était de 85 USD le baril et en septembre, pour la première fois depuis la fin de l'année précédente, il dépassait à nouveau la barre des 95 USD le baril après que l'Arabie saoudite et la Russie ont prolongé leurs réductions volontaires de production jusqu'à la fin 2023. Début octobre 2023, il a légèrement baissé pour atteindre 85 USD le baril. Avec l'escalade de la violence en Israël, il a une nouvelle fois augmenté et se situait au-dessus de 90 USD le baril à la mi-octobre (source: OCDE/AIE, 2023b).

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.

ÉVOLUTION DES MARCHÉS GLOBAUX DE L'ÉNERGIE

Les marchés du gaz naturel se sont un peu calmés au début de l'année 2023 après une année 2022 tumultueuse. Les prix spot sur les principaux marchés d'Asie du Nord-Est, d'Amérique du Nord et d'Europe ont chuté de près de 70% entre la mi-décembre 2022 et la fin du premier trimestre 2023. En même temps, avec la baisse de la demande, les installations de stockage de gaz ont été fermées après l'hiver avec des niveaux de stock nettement supérieurs à la moyenne sur cinq ans. L'AIE s'attend à ce que l'offre mondiale de gaz reste limitée en 2023.

Après un pic extrême des prix au premier trimestre 2021 (23,86 USD par million de British Thermal Unit [BTU]), le prix sur le marché américain (Henry Hub) s'est stabilisé sous les 10 USD. Fin octobre 2023 le prix spot de référence Henry Hub se situe entre 2 et 3 USD, contre 6 à 7 USD à l'été 2022. On s'attend à ce que le prix du Henry Hub augmente à près de 4 USD début 2024. En Europe, le prix spot TTF a momentanément chuté à 30 euros par MWh fin octobre 2022, alors qu'il dépassait 300 euros par MWh un mois auparavant. Un certain nombre de cargaisons de GNL n'ont pas pu être déchargées dans les hubs du nord-ouest de l'Europe en raison de la saturation des réservoirs et de la congestion du réseau gazier dans la région. Le prix spot s'est toutefois rapidement redressé pour atteindre près de 150 euros par MWh début décembre 2022, puis il a une nouvelle fois fortement baissé pour s'établir à environ 70 euros par MWh fin décembre et poursuivre sa tendance à la baisse jusqu'à la mi-mai 2023. Pendant le reste de l'année, le prix spot a oscillé entre 30 et 45 euros par MWh. Début octobre 2023, les prix du gaz naturel sont repartis à la hausse. La fermeture temporaire d'un gisement israélien en Méditerranée, l'abandon du gisement néerlandais de Groningen le 1^{er} octobre, l'escalade de la violence en Israël et la fermeture du gazoduc entre la Finlande et l'Estonie pour dommages ont notamment fait grimper les prix. Mi-octobre 2023, le prix spot TTF s'élevait à près de 50 euros par MWh (sources: UE 2022/OCDE/AIE 2023c/US Energy Information Administration²⁰).

Charbon: en 2021, la consommation mondiale de charbon a augmenté de 6% pour atteindre 7929 millions de tonnes (Mt), après avoir fortement diminué l'année précédente en raison de la pandémie de COVID-19. Une reprise économique robuste, en particulier dans les pays à forte dépendance du charbon comme la Chine et l'Inde, et la hausse des prix du gaz naturel ont entraîné une vague d'adoption du charbon comme combustible, la production d'électricité ayant augmenté de 8% pour atteindre 5344 millions de tonnes. L'intensification de l'activité industrielle a entraîné une hausse de 2,2% de la consommation de charbon à d'autres fins que la production d'électricité (2585 millions de tonnes).

La production mondiale de charbon s'est élevée à 8318 millions de tonnes en 2022 (+5,4%), ce qui constitue un nouveau record qui dépasse largement celui de 2019. Cette hausse fait suite à une augmentation de 3,9% (à 7888 millions de tonnes) en 2021, où les économies se sont redressées après la baisse de la demande liée à la pandémie de coronavirus en 2020. En chiffres absolus, la croissance en 2021 est principalement due à une hausse de la production de 153 millions de tonnes en Chine (4%) et de 48 millions de tonnes en Inde (environ 6%). On s'attend à ce que la croissance de la production mondiale de charbon atteigne un pic en 2023, à peine plus élevé que le niveau de 2022.

D'ici 2025, la production de charbon devrait baisser à 8221 millions de tonnes, soit en dessous du niveau de 2022. Cette diminution reflète en grande partie les prévisions selon lesquelles la production chinoise de charbon atteindra un plateau dans les années à venir et la croissance continue de la production indienne (+128 millions de tonnes) sera contrebalancée par de fortes baisses dans d'autres régions, comme les États-Unis (-92 millions de tonnes), l'UE (-68 millions de tonnes), l'Indonésie (-40 millions de tonnes) et la Russie (-13 millions de tonnes).

ÉVOLUTION DES MARCHÉS GLOBAUX DE L'ÉNERGIE

En 2021, le négoce international du charbon s'est lentement remis des conséquences économiques de la pandémie de COVID-19, avec des volumes atteignant 1333 millions de tonnes, soit près de 17% de la demande mondiale de charbon.

Les prix du charbon ont fortement augmenté jusqu'en août 2022, en même temps que les prix du gaz. Début 2022, le gouvernement indonésien a décrété une interdiction générale des exportations de charbon pour le mois de janvier, ce qui a soutenu les prix du charbon. Les prix du charbon ont également réagi à l'aggravation des tensions dans le conflit ukrainien. Après le début de la guerre, l'incertitude quant aux futures livraisons de charbon par la Russie (sanctions de l'UE) a fait grimper les prix. En avril 2022, l'UE et le Japon ont annoncé qu'ils n'importeraient plus de charbon de Russie. Cette interdiction d'importation devait s'appliquer dans l'UE dès le 10 août 2022. Cette décision a suscité des incertitudes quant à une éventuelle pénurie de charbon non russe.

La volonté de réduire la dépendance de l'Europe vis-à-vis des importations de gaz russe a également fait augmenter la probabilité d'une hausse de la combustion de charbon en 2022 et 2023, ce qui a entraîné une hausse de la demande de charbon. Pendant l'été, le faible niveau du Rhin, qui a impliqué des restrictions de transport du charbon par voie fluviale des ports ARA²¹ vers les consommateurs finaux, a suscité des inquiétudes quant à la disponibilité de charbon à l'automne, avec pour corollaire une hausse des prix. Le prix du charbon a finalement augmenté en cours d'année, passant d'environ 80 à 173 euros par tonne, avec des pics intermédiaires à plus de 345 euros par tonne (sources: OCDE/AIE 2022a+b/El-Com 2023c).

CO₂ dans le système européen d'échange de quotas d'émission: avec l'éclatement de la guerre en Ukraine, les prix du CO₂ ont fortement baissé (de 96 à 60 euros par tonne de CO₂), suivant ain-

si l'évolution des marchés financiers mondiaux. Les prix du CO₂ ont atteint un pic à l'été 2022 (101 euros par tonne de CO₂). La baisse de la production d'énergie éolienne a été compensée par une augmentation de la production de combustibles fossiles, ce qui a stimulé la demande de certificats de CO₂ et fait grimper les prix. À l'été 2023, le prix oscillait entre 80 et 90 euros par tonne de CO₂. Les contrats annuels jusqu'en 2026 se situent entre 90 et 100 euros par tonne de CO₂. Après de fortes fluctuations au second semestre 2022, le marché semble s'être calmé.

Électricité: selon l'AIE, la demande mondiale d'électricité augmentera d'un peu moins de 2% en 2023 par rapport à une croissance de 2,3% en 2022 et à une demande de 26 991 TWh. Ce ralentissement s'explique principalement par la baisse de la demande d'électricité dans les économies avancées, qui doivent faire face aux effets persistants de la crise énergétique mondiale et à une croissance économique plus lente. En revanche, l'AIE s'attend à une hausse plus nette de la demande d'électricité en Chine (+5,3%) et en Inde (+6,5%) en 2023 par rapport à 2022.

Selon l'AIE, l'accélération globale du développement de nouvelles capacités renouvelables montre que la production d'énergies renouvelables pourrait dépasser celle de charbon dès 2024 si les conditions météorologiques sont favorables; la production renouvelable estimée pour 2022 s'élève à 8546 TWh. Par ailleurs, la production électrique à partir de charbon devrait légèrement diminuer en 2023 et 2024, après une hausse de 1,5% en 2022 quand les prix élevés du gaz ont dopé la demande d'alternatives. Le recul de la production électrique à partir de charbon devrait être très important aux États-Unis et en Europe, mais elle sera sans doute plus ou moins compensée par une augmentation en Asie. Selon l'AIE, la disponibilité de l'énergie hydraulique doit faire l'objet d'une attention accrue. Ces dernières années, de fortes sécheresses ont en-

ÉVOLUTION DES MARCHÉS GLOBAUX DE L'ÉNERGIE

traîné une baisse sensible de la disponibilité de l'énergie hydraulique dans des régions telles que l'Europe, le Brésil et la Chine. Pour une utilisation efficace et durable des ressources en eau, il sera essentiel d'anticiper les défis liés au changement climatique pour la force hydraulique et de planifier en conséquence.

Les combustibles fossiles sont la principale source d'énergie pour la production d'électricité aux États-Unis, le gaz naturel étant la source la plus importante en 2022 (env. 40%), suivi par les énergies renouvelables (22%), le nucléaire et le charbon (env. 18% chacun). En 1990, les sources renouvelables ne représentaient qu'environ 12% de la production d'électricité. Depuis 2008, le gaz naturel remplace progressivement le charbon: aujourd'hui, la part du gaz naturel est deux fois plus élevée que celle du charbon. C'était encore l'inverse en 2008

En 2023, la demande d'électricité dans l'UE diminue pour la deuxième année de suite et atteint son niveau le plus bas depuis deux décennies. Et ce, malgré un nombre record de ventes de véhicules électriques et de pompes à chaleur. La Commission européenne estime qu'en 2022, près des deux tiers de la baisse nette de la demande d'électricité dans l'UE étaient imputables aux industries à forte consommation d'énergie, qui ont dû faire face à des prix de l'énergie très élevés. Cette tendance se poursuit pendant une bonne partie de l'année 2023, malgré une baisse des prix des matières premières énergétiques et de l'électricité. En 2022, la part des énergies renouvelables dans le mix électrique de l'UE est pas-

sée à 39%, pour une production totale de 2701 TWh (-3% par rapport à 2021). En 2022, un nouveau record de capacité renouvelable installée a été atteint dans l'UE (+57 GW de capacité solaire et éolienne). La production de combustibles fossiles a augmenté de 3% en 2022 (+24 TWh), en compensation d'une baisse de la production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique. Dans l'ensemble, la production d'électricité à partir de charbon a augmenté de 6% (+24 TWh), tandis que la production d'électricité à partir de gaz n'a progressé que légèrement, de moins de 1% (+1 TWh).

En 2022, les prix de gros de l'électricité sur les marchés européens ont atteint à plusieurs reprises des niveaux records, avec un pic historique en août. L'arrêt des livraisons de gaz naturel via les gazoducs Nordstream, la faible disponibilité des centrales nucléaires, notamment en France, et une production hydroélectrique réduite faute de neige et de précipitations ont entraîné une hausse record des prix du gaz, ce qui a encore accru la pression sur un marché déjà tendu. En 2022, l'European Power Benchmark Index²² était en moyenne de 230 euros par MWh, soit 121% de plus qu'en 2021. L'Italie avait les prix de base de l'électricité les plus élevés en 2022 (304 euros par MWh en moyenne), suivie de Malte (294 euros par MWh), de la Grèce (279 euros par MWh) et de la France (275 euros par MWh) (sources: OCDE/AIE, 2023d/UE, 2022a+b/Eurostat 2023).

20 Cf.: [U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis](#)

21 Amsterdam, Rotterdam, Anvers

22 Indice du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen

ÉVOLUTIONS DANS L'UE

Le Pacte vert pour l'Europe est une priorité absolue de la présidente de la Commission européenne, Ursula von der Leyen, pour l'actuelle législature allant jusqu'en 2024. Avec ce Pacte vert, l'UE veut devenir le premier continent climatiquement neutre d'ici 2050 et réussir la transition vers une économie moderne et efficace en termes de ressources. Le 14 juillet 2021, la Commission européenne avait présenté un ensemble de propositions législatives sous le titre «**Ajustement à l'objectif 55**». Elles doivent contribuer à réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55% d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990. À l'exception de la révision de la directive européenne sur la taxation de l'énergie, bloquée en raison de l'unanimité requise au Conseil, les colégislateurs, le Conseil et le Parlement, ont trouvé des accords sur toutes les propositions législatives en 2023 et les ont déjà en grande partie formellement adoptées. Le paquet couvre les domaines suivants (source: COM(2021) 550 final/COM(2022) 230 final):

- révision du système d'échange de quotas d'émission (SEQUE) de l'UE
- nouveau système d'échange de quotas d'émission dans les transports routiers et les bâtiments
- réduction des émissions de CO₂ en dehors du SEQUE
- introduction d'un ajustement carbone aux frontières (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM))
- renforcement des normes en matière d'émissions pour les véhicules
- révision du règlement sur l'utilisation des terres, les changements d'affectations des terres et de la forêt (UTCATF)
- révision de la directive sur la taxation de l'énergie
- révision de la directive sur les énergies renouvelables
- révision de la directive sur l'efficacité énergétique
- règlement sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs
- règlement sur les carburants navires durables
- règlement sur les carburants d'aviation durables.

Avec le paquet «Ajustement à l'objectif 55», la Commission européenne a proposé en décembre 2021 un projet législatif pour réviser la directive sur l'efficacité énergétique des bâtiments. Dans le cadre de «Re-PowerEU», le plan de l'UE visant à réduire le plus rapidement possible la dépendance aux énergies fossiles en provenance de la Russie, la Commission a proposé d'autres modifications. La directive est en cours d'examen par les colégislateurs dans le cadre du trilogue afin de régler les questions en suspens. Elle comprend entre autres des obligations en matière d'énergie solaire, un certificat de performance énergétique des bâtiments harmonisé à l'échelle européenne, des obligations de rénovation substantielles pour les bâtiments inefficaces ou le renforcement des exigences pour la construction de stations de recharge dans les bâtiments.

À la suite des perturbations économiques liées à pandémie de COVID-19, l'UE a créé un mécanisme visant à faciliter la reprise et la résilience, **le programme «NextGenerationEU»**. Grâce à ce premier emprunt commun de l'histoire de l'UE, les États membres disposent de 340 milliards d'euros de paiements directs et de 390 milliards d'euros de prêts à faible taux d'intérêt, avec lesquels ils peuvent financer des investissements sur la base de plans nationaux pour la reprise et la résilience. Les États membres doivent investir 37% de leur budget dans des mesures en faveur du climat. À l'heure actuelle, ils mettent en œuvre leurs plans, la plus grande partie des mesures climatiques étant consacrée à la mobilité durable (33%), à l'efficacité énergétique (28%) ainsi qu'aux énergies renouvelables et aux réseaux (12%) (source: COM(2020) 456 final).

En réponse aux perturbations massives du marché intérieur de l'électricité de l'UE liées à la crise énergétique, la Commission européenne a présenté en mars 2023 des propositions législatives pour **la révision de la conception du marché de l'électricité** et la refonte des règles relatives à **l'intégrité et à la transparence du marché de gros de l'électricité (REMIT)**. La révision de la conception du marché de l'électricité n'entraînera pas des changements fondamentaux dans

ÉVOLUTIONS DANS L'UE

le fonctionnement des marchés. Il n'est pas non plus prévu de revenir sur l'intégration et la libéralisation du marché intérieur de l'électricité de l'UE de ces 20 dernières années. Cette révision vise plutôt à renforcer les marchés à court et à long terme, à réduire leur dépendance au gaz fossile et à protéger les consommateurs finaux contre les pics de prix. Quant à la révision du REMIT, elle porte sur l'extension de l'obligation de fournir des données à d'autres marchés tels que les marchés

d'équilibrage, le renforcement de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie ACER, ainsi qu'une coopération accrue entre l'ACER et l'Autorité européenne des marchés financiers AEMF. Les révisions sont actuellement débattues au sein des colégislateurs, le Conseil et le Parlement. L'adoption des révisions est prévue pour le 1^{er} trimestre 2024 (source: Commission européenne 2023).

POLITIQUE CLIMATIQUE INTERNATIONALE

Pour poursuivre la mise en œuvre de l'**Accord de Paris**, les pays signataires se sont réunis en novembre 2022 à l'occasion de la 27^e conférence des Nations Unies sur les changements climatiques à Charm el-Cheikh (COP27). Lors de la conférence, un programme de travail concret devait être adopté pour la protection du climat. Les États s'y étaient engagés lors de la COP26 de l'année dernière à Glasgow. Lors de la COP27, les États se sont mis d'accord sur un tel programme pour la période allant jusqu'en 2026. Mais ce programme n'engage pas spécifiquement les pays qui émettent le plus de gaz à effet de serre. La Suisse regrette cette décision. Elle s'engagera pour que ces pays contribuent également à la réalisation de l'objectif de 1,5 degré. Aucune décision n'a en revanche été prise concernant l'abandon du charbon et la réduction des subventions destinées au pétrole et au gaz naturel. Les grands pays émergents, dont les émissions de gaz à effet de serre sont les plus importantes, ont notamment refusé un programme de travail correspondant et l'obligation d'instaurer des plans de mise en œuvre. Des mesures concrètes visant à orienter les flux financiers mondiaux vers l'objectif de 1,5 degré ont été rejetées par un groupe de pays en développement. Le changement climatique affecte particulièrement les pays les plus pauvres et les États insulaires. Lors de la COP27, les États ont décidé de créer un nouveau fonds pour aider les pays les plus vulnérables à faire face aux dommages découlant du changement climatique (p. ex. inondations ou périodes de sécheresse). La Suisse s'est engagée pour que ce fonds bénéficie aux pays en développement les plus vulnérables. Elle salue le principe d'une aide supplémentaire. Elle regrette toutefois que des questions importantes n'aient pas été clarifiées. Il reste des questions en suspens: par exemple, quels sont les pays qui doivent contribuer au fonds, comment l'argent sera réparti et qui gèrera le fonds. La Suisse s'engagera pour que ces questions soient clarifiées le plus rapidement possible. Des progrès importants ont été réalisés dans la mise en œuvre du réseau Santiago. Ce réseau d'institutions de l'ONU et d'ONG peut dès à présent soutenir les pays particulièrement touchés par les catastrophes climatiques en leur apportant une aide technique, par exemple la mise en place de systèmes d'alerte précoce.

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 (UN-FCCC) regroupe actuellement 197 parties et a été ratifiée par 195 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. Après le rejet du premier projet par le peuple suisse en juin 2021, le Conseil fédéral a adopté en septembre 2022 le nouveau message relatif à la révision de la loi sur le CO₂. Depuis la ratification de l'Accord de Paris, la Suisse est en outre juridiquement tenue de prendre des mesures d'atténuation 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.

POLITIQUE CLIMATIQUE INTERNATIONALE

Fin mars 2023, le **Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)** a publié son rapport de synthèse du 6^e cycle d'évaluation. Ce rapport résume l'état des connaissances sur le changement climatique, ses effets et ses risques en général, ainsi que les possibilités de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de s'adapter aux conséquences du changement climatique. Il servira de base à la prochaine conférence sur le climat, qui se tiendra à Dubaï en décembre 2023 (COP28). Les États membres examineront pour la première fois les progrès réalisés dans la lutte contre le changement climatique, comme le prévoit l'Accord de Paris, dans le cadre d'un bilan mondial. La Suisse s'engage pour que des recommandations d'action en soient tirées afin d'atteindre les objectifs de l'accord. Celles-ci doivent s'appliquer à tous les pays et inclure en particulier ceux qui émettent

beaucoup de gaz à effet de serre. Le programme de travail pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre des pays sera aussi à l'ordre du jour. Dans ce contexte, une décision devrait être prise lors de la COP28 concernant le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique à l'échelle mondiale. En outre, la délégation suisse s'efforce d'obtenir des décisions sur l'abandon du charbon, du pétrole et du gaz d'ici 2050. Enfin, la Suisse s'engagera pour que le fonds «pertes et dommages» profite aux pays les plus pauvres et les plus touchés par le changement climatique. Le financement doit être conçu selon le principe de causalité et le fonds doit compléter les instruments existants de l'aide en cas de catastrophe et de l'aide humanitaire (sources: Conseil fédéral, 2023f+2022c+2021a+2019b/DETEC, 2021/OFEV, 2022b/IPCC, 2021+2023).

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. Le 26 mai 2021, le Conseil fédéral a décidé de mettre fin aux négociations sur le projet d'accord institutionnel. En février 2022, il a adopté les grands axes d'un paquet de négociations avec l'UE. C'est ainsi qu'il entend aborder les points en suspens avec l'UE sur la base d'une large approche par paquet. Par ce biais, la Suisse veut garantir l'accès au marché européen et la coopération mutuelle. Cette approche comprend les domaines des accords actuels – libre circulation des personnes, transports terrestres, trafic aérien, agriculture et entraves techniques au commerce (ARM) – et trois nouveaux accords dans les domaines de l'électricité, de la sécurité alimentaire et de la santé. Après plusieurs discussions exploratoires entre la Suisse et l'UE, le Conseil fédéral a adopté le 21 juin 2023 les valeurs de référence pour un mandat de négociation avec l'UE. Celles-ci précisent les domaines que le mandat doit couvrir, ses objectifs généraux et concrets ainsi que la marge de manœuvre pour la défense des intérêts de la Suisse. Le Conseil fédéral se prépare à adopter le mandat de négociation d'ici fin 2023.

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 l'intégration des marchés de l'électricité, l'exploitation du réseau, la sécurité de l'approvisionnement en électricité et l'avenir du système énergétique. Fin mars 2022, les États du Forum pentalatéral de l'énergie ont signé une déclaration commune dans le but de renforcer la coordination en matière de stockage du gaz naturel. Début décembre 2021 déjà, les États avaient 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 prévoit notamment que les pays organisent régulièrement des exercices communs pour faire face aux crises électriques. Le dernier exercice de ce type s'est déroulé en octobre 2023 à La Haye. Des représentants de l'OFAE, de l'ECom, de Swissgrid et de l'OFEN y ont participé pour la Suisse. Au cours de l'hiver 2022/2023, plusieurs réunions ad hoc ont eu lieu à différents niveaux dans le cadre du Forum pentalatéral de l'énergie pour discuter et mettre en œuvre des mesures visant à faire face à la crise énergétique.

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. Au vu de l'intervention militaire de la Russie en Ukraine, de la situation tendue dans l'approvisionnement en électricité et en gaz et des perturbations sur les marchés de l'énergie, la sécurité de l'approvisionnement en énergie a toujours été à l'ordre du jour des rencontres bilatérales. Au printemps 2022, Simonetta Sommaruga, alors cheffe du DETEC, a rencontré ses homologues des Pays-Bas et d'Allemagne. En mai, la conseillère fédérale s'est entretenue avec le vice chancelier allemand Robert Habeck au Forum économique mondial de Davos. Les discussions ont porté sur les efforts de solidarité mutuelle en cas de pénurie d'énergie. Début 2023, le nouveau chef du DETEC, Albert Rösti, et le ministre de l'économie Guy Parmelin ont également rencontré le vice chancelier allemand à Davos, où ils ont abordé des questions liées à la sécurité de l'approvisionnement. Ils se sont notamment entendus sur le fait qu'un accord bilatéral entre la Suisse et l'Allemagne n'était pas nécessaire dans le domaine du gaz. En lieu et place, il convient de négocier un accord de solidarité trilatéral entre l'Italie, l'Allemagne et la Suisse. Le conseiller

fédéral Albert Rösti s'est rendu en juillet 2023 chez son homologue italien Gilberto Pichetto Fratin. Les deux pays entretiennent un partenariat étroit en matière d'approvisionnement en gaz et en électricité pour des raisons géographiques et logistiques (réseaux d'interconnexion). Les deux ministres de l'énergie ont signé une déclaration d'intention sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz qui permettrait à la Suisse d'assurer l'approvisionnement en gaz en cas d'interruption des importations depuis l'Allemagne.

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). L'examen approfondi de la Suisse par une équipe d'experts de l'AIE s'est déroulé fin 2022, début 2023. Le rapport final a été présenté publiquement en septembre 2023 à Berne, en présence du conseiller fédéral Albert Rösti. L'AIE recommande notamment à la Suisse d'accélérer la transformation de son système énergétique en un système décarboné, d'accélérer les procédures d'autorisation pour les infrastructures énergétiques, de prendre systématiquement en compte les mesures d'efficacité énergétique dans toutes les politiques pertinentes et de renforcer la sécurité de l'approvisionnement en électricité grâce à une intégration dans le marché européen de l'électricité et un accord sur l'électricité. En novembre 2022, le Conseil fédéral a décidé d'approuver la nouvelle mouture du Traité sur la Charte de l'énergie²³. Au cours de plusieurs cycles de négociations, la Suisse s'est engagée pour que le traité soit adapté aux exigences actuelles de la décarbonation et à la pratique récente en matière d'accord de protection des investissements. En l'absence d'une position de l'UE, la Conférence sur la Charte de l'énergie – l'organe suprême du traité – n'a pas encore approuvé la nouvelle mouture. Plusieurs pays membres de l'UE font valoir que la révision du traité va à l'encontre de leurs objectifs climatiques, notamment en ce qui concerne la protection des investissements dans les énergies fossiles prévue dans la Charte. Après le retrait de l'Italie en 2016, l'Allemagne, la France, la Pologne, le Luxembourg, les Pays-Bas, l'Espagne, la Slovaquie, le Da-

nomarq, le Portugal et l'Irlande ont annoncé ou notifié leur retrait de la Charte de l'énergie dès l'automne 2022. L'UE et EURATOM restent cependant parties au traité tant que le Conseil de l'UE n'en a pas décidé le retrait. En octobre 2022, la Suisse a organisé, de concert avec l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), une conférence internationale sur l'énergie hydraulique dans les pays en développement. De plus, la Suisse siègeait encore à l'IRENA jusqu'à la fin 2022. La Suisse dirige également, avec le Costa Rica, un groupe de pays au sein de l'IRENA pour accroître le développement de la force hydraulique au niveau mondial. Par ailleurs, elle s'est engagée auprès de l'ONU Genève, en particulier du Comité de l'énergie durable de la Commission économique pour l'Europe (CEE-ONU), dans les domaines des innovations numériques, de l'application de l'intelligence artificielle dans l'élaboration d'une politique énergétique climatiquement neutre et de la coopération technique avec d'anciennes républiques soviétiques. Elle a aussi contribué activement à l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) de l'ONU. La Suisse s'intéresse tout particulièrement à la sécurité et à la sûreté nucléaires dans le monde, à l'application des garanties, à la coopération technique ainsi qu'au soutien apporté aux États membres grâce à des méthodes scientifiques nucléaires, par exemple dans les domaines de la médecine, de l'eau et de l'agriculture (sources: Conseil fédéral, 2021d+2022b+2023f/DETEC, 2022+2023).

23 Le Traité sur la Charte de l'énergie (Energy Charter Treaty, ECT) est une base juridique internationale sûre et contraignante sur laquelle 53 États se sont entendus afin de protéger les investissements et de faciliter les flux de transit dans le secteur de l'énergie. Il est entré en vigueur en 1998.

➔ Informations complémentaires sur le champ thématique
ENVIRONNEMENT INTERNATIONAL
(version détaillée du rapport de monitoring)



LISTE BIBLIOGRAPHIQUE ET DES SOURCES

COM(2020) 456 final:	Communication from the Commission, Europe's moment: Repair and Prepare for the Next Generation.
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(2022) 230 final:	Communication de la Commission, Plan REPowerEU.
COMCO (2020):	Commission de la concurrence, communiqué du 4 juin 2020, La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale.
Commission européenne (2023):	La Commission propose une réforme de l'organisation du marché de l'électricité de l'UE afin de développer les énergies renouvelables, de mieux protéger les consommateurs et de renforcer la compétitivité industrielle.
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):	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 (2022a):	Communiqué de presse du 23 novembre 2022, le Conseil fédéral approuve le scénario-cadre 2030/2040 pour la planification du réseau d'électricité.
Conseil fédéral (2022b):	Communiqué de presse du 25 février 2022, le Conseil fédéral définit l'orientation du paquet de négociation.
Conseil fédéral (2022c):	Communiqué de presse du 17 août 2022, COP27 sur le climat: le Conseil fédéral adopte le mandat de la délégation suisse.
Conseil fédéral (2022d):	Message relatif à la révision de la loi sur le CO ₂ pour la période postérieure à 2024.
Conseil fédéral (2023a):	Communiqué de presse du 21 juin 2023, le Conseil fédéral approuve la révision totale de la partie conceptuelle du plan sectoriel des lignes de transport d'électricité.
Conseil fédéral (2023b):	Communiqué de presse du 22 juin 2023, le Conseil fédéral entend accélérer la construction de centrales solaires, éoliennes et hydroélectriques.
Conseil fédéral (2023c):	Communiqué de presse du 21 juin 2023, le Conseil fédéral fixe certaines valeurs-clés de la loi sur l'approvisionnement en gaz.

Conseil fédéral (2023d):	Communiqué de presse du 21 juin 2023, le Conseil fédéral approuve les paramètres d'un mandat de négociation avec l'Union européenne.
Conseil fédéral (2023e):	Message relatif à la modification de la loi sur l'énergie (dénommé «projet de loi pour l'accélération des procédures»).
Conseil fédéral (2023f):	Communiqué de presse du 22 septembre 2023, COP28 sur le climat : le Conseil fédéral adopte le mandat de la délégation suisse.
DETEC (2021):	Déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique.
DETEC (2022):	Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, di-vers communiqués de presse.
DETEC (2023):	Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, di-vers 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 (2023a):	Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2022.
ElCom (2023b):	Commission fédérale de l'électricité, Transparence du marché en 2022.
ElCom (2023c):	Commission fédérale de l'électricité, Capacité de production hivernale – estimations de l'Elcom d'ici 2025.
Eurostat (2023):	Preliminary 2022 date for energy show mixed trends.
Feuille fédérale (2022):	Loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique, FF 2022 2403.
Feuille fédérale (2023):	Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2023 2301.
IPCC (2021):	Intergovernmental Panel on Climate Change, 6e rapport sur les bases scientifiques des changements climatiques.
IPCC (2023):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Synthesis Report: Climate Change 2023.
OCDE/AIE (2022a):	Agence internationale de l'énergie, Coal 2022: Analysis and Forecast to 2025.
OCDE/AIE (2022b):	Agence internationale de l'énergie, Coal in Net Zero Transitions.
OCDE/AIE (2023a):	Agence internationale de l'énergie, Energy Prices and Taxes 2022.
OCDE/AIE (2023b):	Agence internationale de l'énergie, Oil 2023: Analysis and Forecasts to 2028.
OCDE/AIE (2023c):	Agence internationale de l'énergie, Global Gas Security Review 2023; including the Gas Market Report, Q3-2023.
OCDE/AIE (2023c):	Agence internationale de l'énergie, Electricity Market Report Update, Outlook for 2023 and 2024.
OFAC (2023):	Office fédéral pour l'aviation civile, extrait préalable de données concernant le transport aérien international 2022 dans le cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.
OFEN (2022a):	Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2021.
OFEN (2023a):	Office fédéral de l'énergie, Statistique globale suisse de l'énergie 2022.
OFEN (2023b):	Office fédéral de l'énergie, Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE) 2022.
OFEN (2023d):	Office fédéral de l'énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2022.
OFEN/Swissgrid (2023):	Informations sur l'état d'avancement des projets de réseau.
OFEV (2022a):	Office fédéral de l'environnement, Switzerland's eighth national communication and fifth biennial report under the UNFCCC.
OFEV (2022b):	Office fédéral de l'environnement, Communiqué de presse, COP27 : nouveau fonds pour les dégâts climatiques causés dans les pays les plus vulnérables.

OFEV (2023):	Office fédéral de l'environnement, Inventaire des gaz à effet de serre 2021.
OFS (2023a):	Office fédéral de la statistique, Statistique de la population et des ménages (STAT-POP) 2022.
OFS/OFEV/ARE (2023):	Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).
Prognos/TEP/Infras/Ecoplan (2020):	Perspectives énergétiques 2050+, sur mandat de l'OFEN.
Prognos/TEP/Infras (2023a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2022 nach Bestimmungsfaktoren (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).
Prognos/TEP/Infras (2023b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2022 nach Verwendungszwecken (sur mandat de l'OFEN, en allemand avec un résumé en français).
Swissgrid (2015):	Réseau stratégique 2025.
Swissgrid (2023):	Garantie de la sécurité de l'approvisionnement en 2025 – Actualisation des calculs.
UE (2022a):	Commission européenne, Direction générale de l'énergie, Quarterly Report on European Gas Markets, covering fourth quarter of 2022.
UE (2022b):	Commission européenne, Direction générale de l'énergie. Quarterly Report on European Electricity Markets, covering fourth quarter of 2022.
Université de Bâle/EPFZ/Consentec (2022):	Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).

TABLE DES ILLUSTRATIONS

9	Figure 1:	Évolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)
10	Figure 2:	Évolution de la consommation d'électricité par habitant depuis l'an 2000 (valeurs indexées)
12	Figure 3:	Évolution de la production d'électricité issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis l'an 2000 (GWh)
13	Figure 4:	Évolution de la production moyenne attendue d'électricité hydraulique depuis l'an 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 au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2021, en années)
25	Figure 7:	Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)
27	Figure 8:	Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels
29	Figure 9:	Diversification de l'approvisionnement en énergie: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale
30	Figure 10:	Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en %)
36	Figure 11:	Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (estimations en millions de CHF) et importants facteurs d'influence (indexés)
38	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)
40	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)
43	Figure 14:	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO ₂ par habitant)
45	Figure 15:	Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteurs (en millions de tonnes de CO ₂ , sans le trafic aérien international)
47	Figure 16:	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)

IMPRESSUM

DECEMBRE 2023

Éditeur — Office fédéral de l'énergie (OFEN)

Pulverstrasse 13 · CH-3063 Ittigen · Adresse postale: Office fédéral de l'énergie (OFEN) CH-3003 Berne · Tel. +41 58 462 56 11 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch twitter.com/bfeenergeia

Images: freepik.com, shutterstock.com

↗ www.monitoringenergie.ch