



Rapport de décembre 2023

Stratégie énergétique 2050

Rapport de monitoring 2023 (version détaillée)¹

¹ La plupart des données sont relevées jusqu'en 2022. 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).

Date: Décembre 2023

Lieu: Berne

Éditeur:

Office fédéral de l'énergie OFEN
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Internet : www.monitoringenergie.ch

Office fédéral de l'énergie OFEN

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Adresse postale: Office fédéral de l'énergie OFEN, CH-3003 Berne
Tél. +41 58 462 56 11 · fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ofen.admin.ch

Table de matières

1 L'essentiel en bref	5
2 Introduction	8
2.1 Base juridique et but du monitoring.....	11
2.2 Cadre de référence du monitoring	11
2.2.1 Axe de la Stratégie énergétique 2050.....	12
2.3 Champs thématiques et indicateurs du monitoring.....	13
3 Champ thématique Consommation et production énergétiques	15
3.1 Contrôle des valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie	15
3.1.1 Consommation énergétique finale par personne et par an.....	16
3.1.2 Consommation électrique par personne et par an.....	17
3.1.3 Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique).....	18
3.1.4 Production hydroélectrique	20
3.2 Indicateurs complémentaires sur la consommation d'énergie et d'électricité.....	21
3.2.1 Évolution et moteurs de la consommation d'énergie final et d'électricité	22
3.2.2 Consommation énergétique finale et globale par secteur.....	23
3.2.3 Part des énergies renouvelable dans la consommation d'énergie finale.....	24
3.2.4 Consommation d'énergie finale en fonction de l'application	25
3.2.5 Intensités énergétique et électrique	28
3.2.6 Installations photovoltaïques pour la consommation propre.....	29
4 Champ thématique Développement du réseau	31
4.1 État d'avancement et durée des projets dans le réseau de transport	31
4.2 Enfouissement de lignes	42
4.3 Investissement dans le réseau et amortissements	43
4.3.1 Investissement dans le réseau de transport et amortissements.....	43
4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution et amortissements.....	44
4.4 Développement de réseaux intelligents	45
4.4.1 Compteurs intelligents (<i>smart meters</i>).....	45
4.4.2 Outils de régulation de la tension (transformation)	46
4.4.3 Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)	47
5 Champ thématique Sécurité de l'approvisionnement	48
5.1 Vue d'ensemble.....	48
5.1.1 Diversification de l'approvisionnement énergétique.....	48
5.1.2 Dépendance vis-à-vis de l'étranger.....	50
5.2 Sécurité de l'approvisionnement en électricité.....	51
5.2.1 Adéquation du système et capacité de production hivernale	52
5.2.2 Production électrique, importation et consommation au cours de l'année	55
5.2.3 Capacité d'importation.....	56
5.2.4 Charge N-1 sur le réseau de transport.....	56

5.2.5	Qualité de l’approvisionnement/disponibilité du réseau.....	57
5.3	Sécurité de l’approvisionnement en gaz.....	59
5.3.1	Installations bicombustibles.....	59
5.3.2	Normes relatives aux infrastructures.....	60
5.4	Sécurité de l’approvisionnement en pétrole.....	62
5.4.1	Diversification des moyens de transport.....	62
5.4.2	Portefeuille d’importation de pétrole brut.....	63
5.4.3	Importations de pétrole brut et de produits pétroliers.....	64
6	Champ thématique Dépense et prix.....	66
6.1	Dépenses des consommateurs finaux pour l’énergie.....	66
6.2	Prix de l’énergie.....	68
6.2.1	Prix de l’énergie dans les secteurs industriels en comparaison internationale.....	69
6.2.2	Tarifs de l’électricité et composantes du prix pour les ménages et les entreprises.....	73
6.2.3	Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages.....	75
7	Champ thématique Émissions de CO₂.....	78
7.1	Émissions de CO ₂ liées à l’énergie par habitant.....	78
7.2	Émissions de CO ₂ liées à l’énergie: valeurs globales et par secteur.....	79
7.3	Émissions de CO ₂ liées à l’énergie: industrie et services.....	80
7.4	Émissions de CO ₂ liées à l’énergie: voitures de tourisme.....	81
7.5	Autres effets sur l’environnement.....	82
8	Champ thématique Recherche et technologie.....	83
8.1	Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique.....	83
8.2	Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique.....	84
9	Champ thématique Environnement international.....	87
9.1	Évolution des marchés globaux de l’énergie.....	87
9.2	Évolutions dans l’UE.....	90
9.2.1	Évolutions dans l’UE: le «pacte vert pour l’Europe» et le paquet «Ajustement à l’objectif 55»..	90
9.2.2	Facilité pour la reprise et la résilience.....	91
9.2.3	Réforme de la conception du marché européen de l’électricité.....	92
9.2.4	«Clean Energy Package».....	92
9.2.5	Évolution par rapport aux objectifs énergétiques et climatiques.....	92
9.2.6	Mise en œuvre des «Network Codes» dans le domaine de l’électricité.....	93
9.2.7	Marché intérieur du gaz et sécurité de l’approvisionnement en gaz.....	94
9.2.8	Développements dans le domaine de l’hydrogène.....	95
9.3	Politique climatique internationale.....	96
9.4	Coopération internationale de la Suisse dans le domaine de l’énergie.....	97
	Liste bibliographique et des sources.....	99
	Table des illustrations.....	104

1 L'essentiel en bref

Avec la Stratégie énergétique 2050, la Suisse met en œuvre la transformation progressive de son système énergétique. Les principaux piliers sont l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables. La législation correspondante, qui a été redéfinie en conséquence, est en vigueur depuis début 2018. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables 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. La Stratégie énergétique s'accompagne d'un monitoring détaillé qui décrit chaque année les progrès réalisés par la Suisse en la matière. Le présent **rapport de monitoring 2023** expose la situation à la fin de l'année 2022. En voici les principaux résultats:

Production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique): elle augmente depuis l'an 2000, et cette hausse s'est accélérée depuis 2010. En 2022, la production électrique issue des énergies renouvelables était de 6019 gigawattheures (GWh), soit 10,4% de la production nette totale d'électricité. En 2022, l'accroissement net par rapport à l'année précédente est de 1039 GWh; depuis 2011, il est en moyenne de 385 GWh par an. La croissance est en grande partie due à l'expansion du secteur photovoltaïque. 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. Une valeur cible pour 2035 nettement plus élevée (35 000 GWh) est ancrée dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Un accroissement moyen de 2230 GWh par an est nécessaire pour parvenir à cette valeur cible (p. 18).

Production hydroélectrique: elle a continuellement progressé depuis l'an 2000. En 2022, la production moyenne nette attendue était de 36 775 GWh. La valeur indicative pour 2035 selon la loi sur l'énergie est fixée à 37 400 GWh. Entre l'année de référence 2011 et 2035 un accroissement net d'environ 1900 GWh est visé, dont 67,3% étaient déjà réalisés en 2022. Cette même année, l'accroissement net de la production moyenne nette par rapport à l'année précédente s'inscrivait à 67 GWh. Il est en moyenne de 117 GWh par an depuis 2012. Durant les années à venir, il devra se situer à 48 GWh en moyenne annuelle pour atteindre la valeur indicative définie pour 2035. Une valeur cible pour 2035 de 37 900 GWh est ancrée dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Un accroissement moyen de 87 GWh par an est nécessaire pour parvenir à cette valeur cible (p. 20).

Consommation énergétique finale par personne: en baisse depuis l'an 2000, elle était en 2022 inférieure de 26,1% à l'année de référence 2000 (-22,4% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). À l'avenir, la consommation énergétique finale par personne, corrigée de l'incidence des conditions météorologiques, devra diminuer en moyenne de 2,3% par an pour pouvoir atteindre la valeur indicative fixée pour 2035 (-43%) (p. 16).

Consommation électrique par personne: elle a augmenté jusqu'en 2006, mais cette tendance s'est inversée depuis. En 2022, elle était inférieure de 10,9% à la valeur de l'an 2000 (-9,5% après correction de l'incidence des conditions météorologiques). 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 requise du système énergétique. La valeur indicative pour 2035 (-13%) ne peut donc pas être atteinte sans effort supplémentaire (p. 17).

Énergies renouvelables dans l'ensemble: la part des énergies renouvelables (électricité et chaleur) dans la consommation énergétique finale globale a augmenté depuis l'an 2000, cette hausse s'étant accélérée depuis le milieu des années 2000. En 2022, cette part était en revanche inférieure à celle de l'année précédente et s'inscrivait à 25,7% (2021: 28%; 2000: 17%). Ce recul significatif est dû en grande partie à la plus faible production effective des centrales hydrauliques suite aux très faibles précipitations (p. 25).

Diversification et dépendance vis-à-vis de l'étranger: en 2022, les produits pétroliers représentaient près de 45% de la consommation finale d'énergie, l'électricité environ 27% et le gaz naturel quelque 13%. Alors que le redressement de l'économie après la pandémie COVID-19 se reflète notamment par une forte augmentation des carburants pétroliers (+4% par rapport à 2021), les températures chaudes et les prix élevés du gaz ont eu un effet modérateur sur les combustibles (-2% pour le pétrole; -2% pour le gaz). Actuellement l'approvisionnement en énergie est largement diversifié, ce qui contribue à la bonne sécurité d'approvisionnement de la Suisse. L'électrification croissante du système énergétique aura également un impact sur la diversification à l'avenir. La part des importations dans la consommation énergétique brute (dépendance vis-à-vis de l'étranger) a augmenté entre l'an 2000 et 2006 et a ensuite diminué jusqu'en 2021. En 2022, cette part a de nouveau augmenté, car la production indigène des centrales hydrauliques était exceptionnellement faible, comme mentionné à la page précédente. La dépendance vis-à-vis de l'étranger est demeurée à un niveau élevé en 2022 avec 73,2% (2021: 70,2%) (p. 50).

Sécurité de l'approvisionnement en électricité: La sécurité de l'approvisionnement à court et moyen terme revêt actuellement une importance particulière. En effet, suite à l'intervention militaire de la Russie en Ukraine, la situation de l'approvisionnement en énergie en Europe demeure tendue. Par ailleurs, la reprise des négociations avec l'UE concernant un accord sur l'électricité reste ouverte. L'OFEN a réalisé une étude sur l'adéquation du système électrique pour l'hiver 2022/23. Elle tient compte des décisions arrêtées ou planifiées en Suisse ou en Europe et examine dans différents scénarios l'éventualité de difficultés d'approvisionnement en électricité. L'étude a conclu que la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse pour l'hiver 2022/2023 n'est pas menacée. Des pénuries ne peuvent toutefois pas être exclues. Par ailleurs, la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) a mis à jour ses analyses sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité à l'horizon 2025. Elles montrent que la sécurité de l'approvisionnement est assurée, mais que des difficultés ne peuvent cependant pas être entièrement exclues. Les mesures décidées par le Parlement dans le cadre de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables doivent prendre effet à partir de 2025 afin d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement à long terme. En outre, le monitoring fait référence à certains indicateurs du rapport de l'ElCom sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité (à partir de la p. 51).

Développement du réseau: différents projets de réseau électrique de transport lancés avant 2013 ont connu des phases de planification et d'approbation s'étirant sur plusieurs années. Les procédures les plus récentes tendent à être plus courtes, car des mesures visant à les accélérer ont été mises en place dès 2013. Qui plus est, la Stratégie énergétique 2050 et la stratégie Réseaux électriques prévoient une vaste optimisation et simplification des procédures d'autorisation. Le Conseil fédéral entend également raccourcir le processus de planification pour l'extension du réseau électrique de transport. D'autres étapes des processus et des procédures ont pu être initiées ou décidées pendant la période sous revue (à partir de la p. 31).

Dépenses et prix en matière d'énergie: les dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie s'élevaient à près de 34,1 milliards de francs en 2022. Après avoir chuté à 22 milliards de francs en 2020, elles ont à nouveau augmenté en 2021 (environ 25,9 milliards de francs) et ont notamment enregistré une forte croissance en 2022. Cette progression 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: ces 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). Les dépenses énergétiques comprennent les dépenses pour l'énergie et son transport ainsi que la totalité des taxes et impôts. Une comparaison internationale des *prix de l'énergie dans les secteurs industriels* révèle que le *prix de l'électricité* en Suisse en 2022 est légèrement inférieur à la moyenne des pays de l'OCDE. Les prix du *mazout* et du *diesel* en Suisse sont légèrement supérieurs à la moyenne de l'OCDE. S'agissant du *gaz naturel*, l'intervention militaire de la Russie en Ukraine a entraîné en 2022 de fortes augmentations de prix dans presque tous les pays de l'OCDE. Les prix en Suisse sont toutefois encore nettement supérieurs à ceux de l'Allemagne et de la France ainsi qu'à la moyenne des pays de l'OCDE, même si depuis 2021, la Suisse n'est plus le pays le plus cher de l'OCDE à cet égard (à partir de la p. 66).

Émissions de CO₂: en Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000. En 2021, elles s'inscrivaient à environ 3,9 tonnes, soit 32% en dessous de la valeur de l'an 2000 (5,8 t). 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. 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 encore à environ 0,4 tonne par habitant en 2050 (*à partir de la p. 78*).

Recherche et technologie: depuis 2005, les ressources publiques affectées à la recherche énergétique ont continuellement augmenté. Depuis 2014 surtout, on observe une nette hausse de la recherche énergétique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et du plan d'action «Recherche énergétique suisse coordonnée». En 2021, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont pour la première fois à nouveau fortement reculé. Cela s'explique par l'achèvement fin 2020 du Programme d'encouragement Énergie (pôles de compétence suisses en recherche énergétique SCCER): le domaine des EPF et Innosuisse ont donc moins contribué à la recherche énergétique en Suisse. Comme le programme d'encouragement SWEET de l'OFEN est moins bien doté que le programme d'encouragement Énergie, ce recul ne pourra probablement pas être entièrement compensé à l'avenir. En 2021, les dépenses atteignaient près de 400 millions de francs (valeur réelle; 2020: près de 434 millions de francs) (*p. 83*).

Environnement international: en 2021, les prix de l'énergie avaient déjà fortement augmenté suite à la reprise économique après la pandémie de COVID-19 et à la demande accrue en énergie en ayant résulté. Avec le déclenchement de la guerre en Ukraine en février 2022, l'Europe a été confrontée à une pénurie de gaz, ce qui a notamment provoqué une nouvelle hausse des prix du gaz et de l'électricité qui ont atteint un pic provisoire au cours du deuxième semestre 2022. Les fortes hausses de prix ont également des répercussions sur la Suisse (en particulier concernant le pétrole, le gaz et l'électricité). Parmi les développements au sein de l'UE, il convient de mentionner, d'une part, le plan de relance européen Next-Generation qui prévoit d'investir des centaines de milliards dans la transition énergétique, l'environnement et le transport durable et, d'autre part, le projet de réforme du marché de l'électricité de l'UE qui vise à renforcer les marchés à court et à long terme, à réduire la dépendance des marchés vis-à-vis du gaz fossile et à protéger les consommateurs finaux contre la volatilité des prix. Le Conseil fédéral souhaite clarifier les points en suspens dans le contexte général des relations avec l'UE en adoptant une large approche en paquet. En février 2022, il a défini l'orientation du paquet de négociation avec l'UE. Le Conseil fédéral se prépare jusqu'à fin 2023 à l'adoption du mandat de négociation (*à partir de la p. 87*).

2 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 l'énergie, tout en garantissant un approvisionnement énergétique sûr et économique. 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.

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 les lois urgentes concernant l'offensive éolienne (Windexpress) et solaire (Solarexpress) adoptées par le Parlement (*cf. encadré à la p. 19*).

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 / Infrac / 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 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 une nouvelle 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 terminaient 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 (Iv. pa. 21.477). La révision partielle est entrée en vigueur avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2022.

Mesures à court terme en vue de renforcer la sécurité d'approvisionnement

Suite à l'intervention militaire de la Russie en Ukraine, à l'indisponibilité des centrales nucléaires françaises et au bas niveau de remplissage des lacs d'accumulation, la situation de l'approvisionnement en Suisse et en Europe dans le domaine du gaz et de l'électricité s'est considérablement détériorée à partir de l'été 2022. Le Conseil fédéral a donc pris différentes mesures pour garantir la sécurité d'approvisionnement à court terme. Début mars 2022, il a décidé que l'industrie gazière suisse pouvait dès à présent réaliser des acquisitions en commun afin d'obtenir rapidement des capacités de gaz et de stockage supplémentaires, sans devoir craindre des conséquences ultérieures découlant du droit des cartels. En mai 2022, le Conseil fédéral a en outre exigé de l'industrie gazière qu'elle s'assure des capacités de stockage dans les pays voisins ainsi que des options pour des livraisons supplémentaires de gaz non-russe. À cet effet, le Conseil fédéral a mis en vigueur une ordonnance urgente et a pris connaissance du concept élaboré par l'industrie gazière et les autorités fédérales pour la création d'une réserve de gaz hivernale en vue de pallier à une pénurie de gaz. Début février 2023 et fin septembre 2023, le Conseil fédéral a prolongé la durée de cette ordonnance qui est maintenant en vigueur jusqu'en septembre 2025². Des négociations pour un accord de solidarité ont été entamées avec l'Allemagne et l'Italie et il a entre-temps été convenu avec l'Allemagne qu'un accord trilatéral de solidarité avec l'Italie est désormais souhaitable. En juillet 2023, la Suisse et l'Italie ont signé une déclaration d'intention commune garantissant la mise en œuvre d'un accord commercial entre la plateforme énergétique suisse OpenEP et le fournisseur d'énergie italien ENI. Cela permettrait à la Suisse d'importer du gaz en passant par ENI si les livraisons de gaz depuis l'Allemagne devaient être interrompues. En parallèle, les discussions techniques sur la gestion de la crise du gaz se poursuivent entre les responsables suisses et allemands. L'approvisionnement économique du pays (AE) a préparé des mesures pour maintenir l'approvisionnement en cas de pénurie de gaz. Fin septembre 2023, le Conseil fédéral a par ailleurs décidé que la Suisse devait se fixer un objectif volontaire de réduction de la demande de gaz de 15% pour le semestre d'hiver 2023/2024. Elle participe ainsi de manière solidaire à l'objectif d'économie de gaz de l'UE.

À titre de mesure supplémentaire visant à améliorer la situation de l'approvisionnement durant l'hiver 2022/2023, le DETEC avait élaboré, en collaboration avec le DEFER, une campagne d'économies d'énergie à l'échelle nationale, mise en œuvre en collaboration avec les entreprises. Elle devait motiver la population et les entreprises à ne pas gaspiller le gaz et l'électricité grâce à des mesures simples et à contribuer ainsi aux objectifs d'économies volontaires. Pour l'hiver 2023/24, le Conseil fédéral veut renoncer à une vaste campagne d'économies visant la population. Au lieu de cela, les villes, les communes et les entreprises doivent être incitées à mettre en œuvre des mesures d'efficacité. Afin que les personnes intéressées puissent s'informer à tout moment de la situation actuelle concernant l'approvisionnement, l'Office fédéral de l'énergie a mis en ligne en décembre 2022 un dashboard de l'énergie présentant les principaux chiffres clés relatifs à l'approvisionnement en énergie. Ces chiffres sont régulièrement actualisés et peuvent être consultés sous www.dashboardenergie.ch.

Dès février 2022, le Conseil fédéral avait décidé d'anticiper la mesure prévue dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables et de mettre en place dès l'hiver 2022/23 la réserve hydroélectrique à titre de première assurance en cas de situations de pénurie exceptionnelles. L'ordonnance correspondante est entrée en vigueur début octobre 2022. De début février jusqu'au milieu du mois de mai, les exploitants de lacs de retenue doivent conserver, contre rémunération, de l'énergie pouvant être mise à disposition en cas de besoin. Les quantités nécessaires sont acquises chaque année dans le cadre d'appels d'offres. Le Conseil fédéral a également chargé le DETEC d'élaborer les dispositions relatives à la construction et à l'exploitation de centrales de réserve à titre de deuxième assurance. En septembre 2022, la Confédération a signé un contrat avec la société General Electric Gas Power pour l'acquisition de huit turbines à gaz mobiles qui ont été installées dans les mois suivants sur le site de l'entreprise à Birr, en Argovie. L'ordonnance sur une réserve d'hiver en constitue la base légale. Elle prévoit, outre la réserve hydroélectrique, une réserve complémentaire comprenant des centrales de réserve, des groupes électrogènes de secours et des installations CCF. Entrée en vigueur le

² Ordonnance sur la garantie des capacités de livraison en cas de pénurie grave de gaz naturel (RS 531.82) En avril 2023, le Conseil fédéral a décidé qu'il renonçait à élaborer une loi urgente pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement en gaz. Par contre, il a décidé de prolonger la durée de validité de l'actuelle ordonnance sur la garantie des capacités de livraison en cas de pénurie grave de gaz naturel.

15 février 2023, elle règle l'instauration d'une réserve d'électricité à titre d'assurance contre les situations de pénurie exceptionnelles qui peuvent survenir le plus souvent entre l'hiver et le printemps. L'ordonnance définit également l'utilisation des réserves, le recours à celles-ci et leur coordination si un recours est nécessaire. L'ordonnance est limitée à fin 2026 et doit être remplacée par une réglementation au niveau de la loi. Le Parlement a créé la base légale pour une réserve hydroélectrique obligatoire dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Le Conseil fédéral veut désormais compléter cette base par des dispositions légales relatives à une réserve composée de centrales de réserve, de groupes électrogènes de secours et d'installations CCF. Le projet correspondant a été mis en consultation jusqu'en octobre 2023. Le Conseil fédéral souhaite ainsi donner une base légale aux différentes capacités de réserve et renforcer la sécurité d'approvisionnement. À l'heure actuelle, les réserves d'électricité complémentaires 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 de Monthey (VS) d'une puissance de 50 MW; groupes électrogènes de secours regroupés en pool 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. Le volume de l'appel d'offres est de 400 MW.

Afin de renforcer davantage la sécurité de l'approvisionnement en électricité, le Conseil fédéral a décidé fin septembre 2022 de procéder à un relèvement temporaire du niveau de tension de 220 kV à 380 kV sur les lignes de transport d'électricité entre Bickingen et Chippis ainsi qu'entre Bassecourt et Mühleberg. À titre de mesure à court terme supplémentaire, le Conseil fédéral a en outre décidé que certaines centrales hydroélectriques pourraient utiliser davantage d'eau pour la production d'électricité durant les mois d'hiver. Le débit résiduel que ces centrales doivent respecter pouvait être abaissé temporairement à cette fin. Les ordonnances correspondantes étaient en vigueur du 1^{er} octobre 2022 à fin avril 2023.

Afin d'accélérer à court terme le développement de la production d'électricité renouvelable en hiver, le Parlement a décidé, lors de la session d'automne 2022, de lancer une «offensive solaire», en tant que projet complémentaire, en relation avec le contre-projet indirect à l'initiative pour les glaciers. La loi révisée sur l'énergie facilite l'autorisation des grandes installations photovoltaïques et fixe pour celles-ci une rétribution unique, qui peut atteindre 60% des coûts d'investissement (*cf. chapitre 3.1.3*). Le Conseil fédéral a adopté les modifications d'ordonnance correspondantes en mars 2023. Lors de la session d'été 2023, le Parlement a aussi adopté la loi fédérale sur l'accélération des procédures d'autorisation pour les projets d'installations éoliennes présentée dans le cadre de l'initiative parlementaire 22.461. Elle prévoit que pour les projets de parcs éoliens avancés, l'autorisation de construire ne doit plus être délivrée par les communes, mais par le canton. Un recours contre l'autorisation cantonale de construire peut être déposé uniquement auprès du tribunal cantonal supérieur. Un recours devant le Tribunal fédéral est recevable seulement s'il soulève une question juridique de principe. Les procédures accélérées ne s'appliquent que pour les installations d'intérêt national et réalisant une production annuelle de 20 gigawattheures (GWh) ou plus et ce, jusqu'à ce qu'une puissance supplémentaire de 600 MW par rapport à 2021 soit installée à l'échelon de la Suisse.

En raison des importantes fluctuations de prix sur les marchés européens de l'énergie, encore aggravées par l'intervention militaire de la Russie en Ukraine, les entreprises électriques ont besoin de moyens financiers supplémentaires afin de couvrir leurs garanties financières liées au commerce de l'électricité. Le risque d'un manque de liquidités et d'une réaction en chaîne s'accroît, débouchant sur une situation susceptible de menacer la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Pour prévenir ce risque, le Conseil fédéral a transmis au Parlement le 18 mai 2022 le message relatif à une loi fédérale urgente sur une aide financière versée à titre subsidiaire aux entreprises d'électricité. La loi est entrée en vigueur d'urgence le 1^{er} octobre 2022. Sa durée est limitée au 31 décembre 2026. Le 16 décembre 2022, le Conseil fédéral a ouvert la consultation concernant la loi fédérale sur la surveillance et la transparence des marchés de gros de l'énergie (LSTE). Cette nouvelle loi contraint les participants au marché à communiquer à l'EiCom des informations concernant leurs transactions et leurs ordres commerciaux. En outre, elle interdit les opérations d'initiés et la manipulation de marché. Elle vise à accroître la transparence, à améliorer la surveillance ainsi qu'à renforcer la stabilité du système et la sécurité d'approvisionnement. Elle permet de franchir une première étape dans le remplacement du mécanisme de sauvetage destiné aux entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique.

2.1 Base juridique et but du monitoring

La transformation du système énergétique suisse que vise la Stratégie énergétique 2050 est un projet de longue haleine. Compte tenu des perspectives de réalisation éloignée, un monitoring est prévu pour permettre d'observer les évolutions et progrès déterminants, de mesurer le degré de réalisation des objectifs, d'étudier l'utilité et les coûts économiques des mesures et d'intervenir pour redresser la barre à temps et à la lumière des faits en cas d'évolutions non voulues. La base juridique du monitoring est fournie par la législation sur l'énergie aux art. 55 ss de la LEne et 69 ss de l'ordonnance sur l'énergie (OEné). Conformément à ces bases, le monitoring suit entre autres la production annuelle d'énergie en regard des valeurs de référence actuellement en vigueur pour 2035. Avec la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, l'accent sera mis sur la production d'énergie durant le semestre d'hiver, ce qui nécessitera une adaptation du monitoring à partir de l'année de référence 2025. L'art. 74a de la loi sur l'énergie nucléaire (LENu), qui vise les rapports sur le développement de la technologie nucléaire, est également pertinent.

Le monitoring mis en place par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), en coopération avec le Secrétariat d'État à l'économie (SECO) et d'autres services fédéraux, observe des indicateurs choisis et des analyses quantitatives et qualitatives plus approfondies, qui renseignent à intervalles réguliers sur la manière dont le système énergétique suisse a évolué depuis la dernière observation ou sur l'avancement de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 par rapport aux valeurs indicatives ancrées dans la loi. Ce monitoring comprend deux produits principaux: un rapport de monitoring annuel, tel le présent rapport pour 2023 (dont la plupart des données sont relevées jusqu'en 2022), et un compte-rendu supplémentaire quinquennal. Le rapport de monitoring, actualisé chaque année, contient des indicateurs quantitatifs associés à d'importants indices relevant de l'économie énergétique et des parties descriptives. Le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement complète et approfondit les rapports de monitoring annuels par des analyses supplémentaires. En particulier, ce compte-rendu doit permettre au Conseil fédéral et au Parlement de contrôler sur une période assez longue si les valeurs indicatives prévues par la loi sur l'énergie sont atteintes et de décider au besoin de prendre des mesures supplémentaires ou d'adapter les mesures existantes. Le premier compte-rendu quinquennal³ a été publié par le Conseil fédéral en décembre 2022. Ces rapports sont destinés au monde politique et à l'administration, aux milieux de l'économie, de la protection de l'environnement et de la société civile de même qu'à toute personne intéressée.

2.2 Cadre de référence du monitoring

La Stratégie énergétique 2050 – ses objectifs et lignes directrices – constitue le cadre de référence permettant d'observer et d'évaluer la politique énergétique de la Suisse au moyen du monitoring prévu (cf. *figure 1*). Ces éléments sont ancrés dans la LEne et le message y afférent du Conseil fédéral (Conseil fédéral, 2013), eux-mêmes fondés sur les scénarios présentés dans les Perspectives énergétiques 2050 (Prognos, 2012). Compte tenu de la réorientation du système énergétique vers le nouvel objectif climatique de zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050, ces valeurs ont été partiellement ajustées dans le cadre de la révision récemment achevée de la LEne, sur la base des perspectives énergétiques 2050+, et elles devraient être ancrées dans la loi en tant qu'objectifs contraignants à partir du 1^{er} janvier 2025, dans la mesure où aucun référendum n'aboutit (Conseil fédéral, 2021b). Sont pertinents pour le monitoring d'autres projets et politiques de la Confédération, notamment la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques, cf. également Conseil fédéral, 2016), qui est en vigueur avec les ordonnances correspondantes depuis juin 2019 et juin 2021 respectivement. De plus, comme mentionné précédemment, un lien étroit existe avec la politique climatique (Conseil fédéral, 2019b+2021a).

³ Stratégie énergétique 2050 – Rapport quinquennal dans le cadre du monitoring (Conseil fédéral, 2022c).

Domaine	2020 selon la LEne	2035 selon la LEne ou la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables adoptée par le Parlement (entre parenthèses)	2050 selon la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables adoptée par le Parlement
Consommation énergétique moyenne par personne et par an	moins 16%	moins 43%	moins 53%
Consommation électrique moyenne par personne et par an	moins 3%	moins 13%	moins 5%
Production annuelle moyenne d'électricité renouvelable (sans la force hydraulique)	au moins 4,4 térawatts-heures (TWh)	au moins 11,4 TWh (nouveau: 35 TWh)	au moins 45 TWh
Production annuelle moyenne d'électricité hydraulique	aucune valeur indicative pour 2020	au moins 37,4 TWh (nouveau: 37,9 TWh)	au moins 39,2 TWh

Figure 1: Objectifs selon la Stratégie énergétique 2050

2.2.1 Axe de la Stratégie énergétique 2050

La Stratégie énergétique 2050 définit une série d'axes fondamentaux afin de montrer comment les objectifs peuvent être atteints. Ces axes touchent également le monitoring (Conseil fédéral, 2013+2019a+2021b).

- Réduire la consommation d'énergie et d'électricité;
- Augmenter la part des énergies renouvelables;
- Garantir l'approvisionnement en énergie;
- Transformer et développer les réseaux électriques en tenant compte du stockage d'énergie;
- Renforcer la recherche énergétique;
- Encourager les mesures volontaires via SuisseEnergie;
- Assumer la fonction d'exemple de la Confédération, des cantons, des villes et des communes;
- Intensifier encore la coopération internationale.

2.3 Champs thématiques et indicateurs du monitoring

Les objectifs, les valeurs indicatives et les axes mentionnés permettent de déduire les sept champs thématiques, les 43 indicateurs ainsi que les parties descriptives qui couvrent le monitoring annuel. Les observations ainsi réunies seront complétées et approfondies tous les cinq ans dans le cadre d'un compte-rendu supplémentaire comprenant un complément d'analyses.

Remarques méthodologiques

Le monitoring annuel de la Stratégie énergétique 2050, qui embrasse, aux fins de fournir une vue d'ensemble (pas au niveau des mesures), un large éventail de thèmes et d'indicateurs choisis dans les domaines concernant l'énergie globale et l'électricité, le développement du réseau, la sécurité de l'approvisionnement, les dépenses énergétiques et les prix de l'énergie ainsi que les émissions de CO₂ liées à l'énergie, décrit les évolutions survenant dans l'environnement international de même que dans les domaines de la recherche et de la technologie. La publication comprendra une version détaillée du rapport de monitoring annuel (telle que le présent document) et une version abrégée résumant les principaux indicateurs et résultats. L'une et l'autre versions sont mises en ligne sous www.monitoringenergie.ch. Le monitoring annuel, qui repose pour l'essentiel sur des données et rapports préexistants déjà publiés, exploite systématiquement les synergies que comportent les systèmes de monitoring actuels de la Confédération. En règle générale, l'an 2000 constitue l'année de référence pour les indicateurs. Pour certains indicateurs, une série plus longue apparaît judicieuse, alors qu'une série plus brève est indiquée pour d'autres parce que les données ne sont disponibles que depuis peu de temps. Le monitoring annuel ne permet pas d'observer et d'analyser toutes les thématiques pertinentes et intéressantes sous forme d'indicateurs actualisables chaque année. Certaines thématiques nécessiteraient des examens plus détaillés portant sur une plus longue période ou nécessiteraient des données qui n'existent pas ou qu'il serait trop coûteux de collecter chaque année. C'est pourquoi, de par sa nature même, le monitoring annuel présente des lacunes. Il s'agit toutefois d'un système appelé à être régulièrement remanié et développé. Au demeurant, le compte-rendu annuel constitue un état des lieux, en matière d'économie énergétique et de statistique énergétique, qui renonce à toute conclusion d'un autre ordre. Cependant, le compte-rendu quinquennal du Conseil fédéral à l'attention du Parlement constitue, d'une part, une structure permettant d'intégrer des analyses approfondies qui sont coordonnées avec les travaux de base en cours auprès de l'OFEN (p. ex. perspectives énergétiques, évaluations). D'autre part, il permet d'établir un bilan intermédiaire de la politique énergétique et de formuler des recommandations.

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

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

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

3 Champ thématique Consommation et production énergétiques

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

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

La LENE en vigueur prévoit des valeurs indicatives concernant la consommation d'énergie et d'électricité pour les années 2020 et 2035 par rapport à l'année de base 2000. Les perspectives énergétiques 2050 (Prognos, 2012) ont servi de base à la détermination de ces valeurs indicatives⁴. La consommation de carburant du transport aérien international dans le secteur des transports n'est pas prise en compte. Outre l'évolution effective depuis l'an 2000, le monitoring indique l'évolution corrigée de l'influence des facteurs météorologiques, car la consommation énergétique annuelle destinée à chauffer les locaux dépend particulièrement des conditions météorologiques⁵. La valeur de consommation corrigée permet de déduire la consommation énergétique de l'année sous rapport indépendamment des variations météorologiques, tandis que l'évaluation par habitant permet de suivre l'évolution de la consommation indépendamment de l'évolution démographique. Contrairement à la consommation énergétique et électrique, dont les valeurs indicatives sont exprimées en termes relatifs, le développement des énergies renouvelables est soumis à des valeurs indicatives absolues (*cf. ci-après*). 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). Les graphiques et les commentaires suivants font donc également référence à ces nouvelles valeurs cibles contraignantes.

⁴ Les valeurs indicatives mentionnées se réfèrent à celles qui figurent dans la loi sur l'énergie en vigueur. Compte tenu de la réorientation du système énergétique vers le nouvel objectif climatique «Zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050», ces valeurs ont été adaptées partiellement dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Ces valeurs sont désormais également inscrites dans la loi en tant qu'objectifs contraignants, et non plus comme valeurs indicatives, aussi bien pour 2035 et que pour 2050.

⁵ Les valeurs de consommation énergétique pour le chauffage des locaux, qui dépendent des conditions météorologiques, sont corrigées des influences météorologiques pour chaque agent énergétique grâce à la méthode basée sur les degrés-jours et l'ensoleillement (Prognos, 2015). La part du chauffage des locaux dans la consommation énergétique finale repose sur les analyses de la consommation suisse d'énergie en fonction des affectations. Les facteurs annuels de correction des variations météorologiques se rapportent à la moyenne de tous les types de bâtiment et sont standardisés en référence à l'année 2000.

3.1.1 Consommation énergétique finale par personne et par an

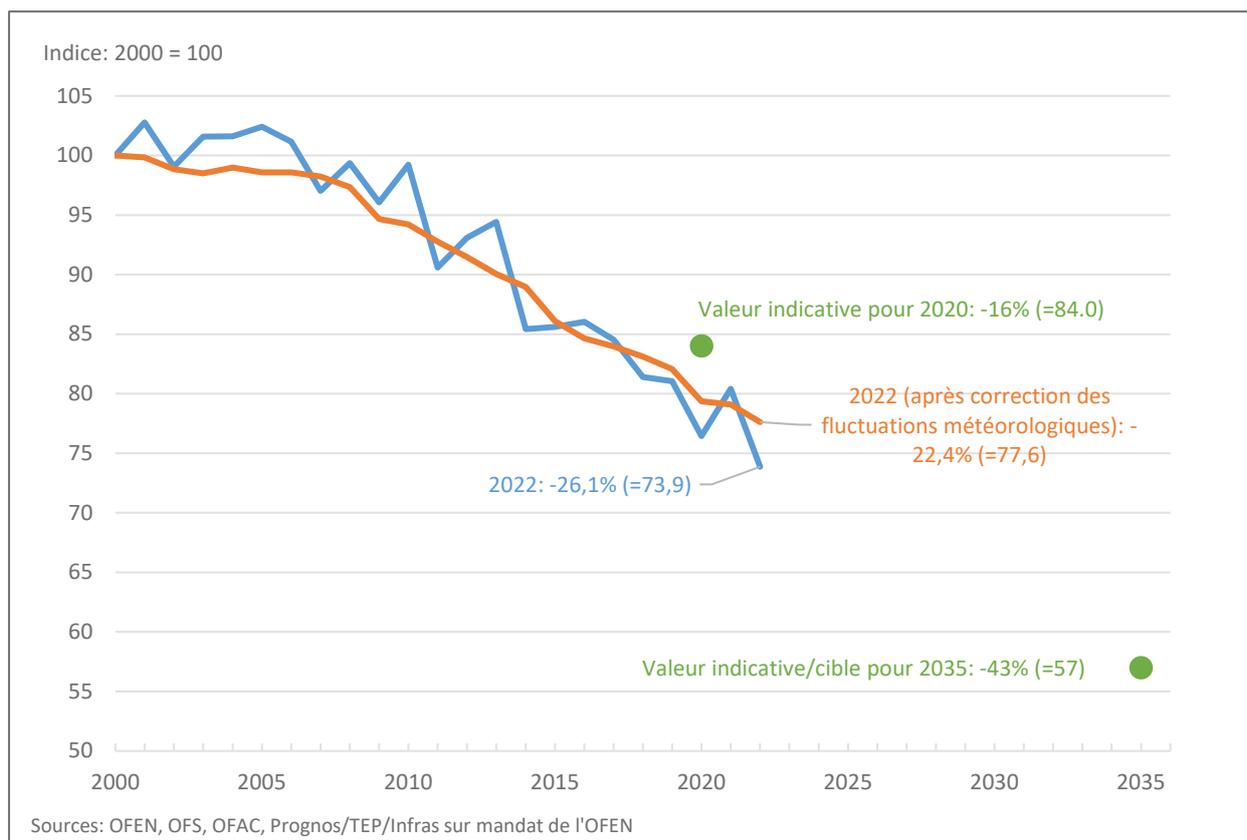


Figure 3: Évolution de la consommation énergétique finale⁶ par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

La consommation énergétique par habitant a baissé depuis l'an 2000, comme le montre la *figure 3*. 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 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

⁶ Sans le transport aérien international.

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).

3.1.2 Consommation électrique par personne et par an

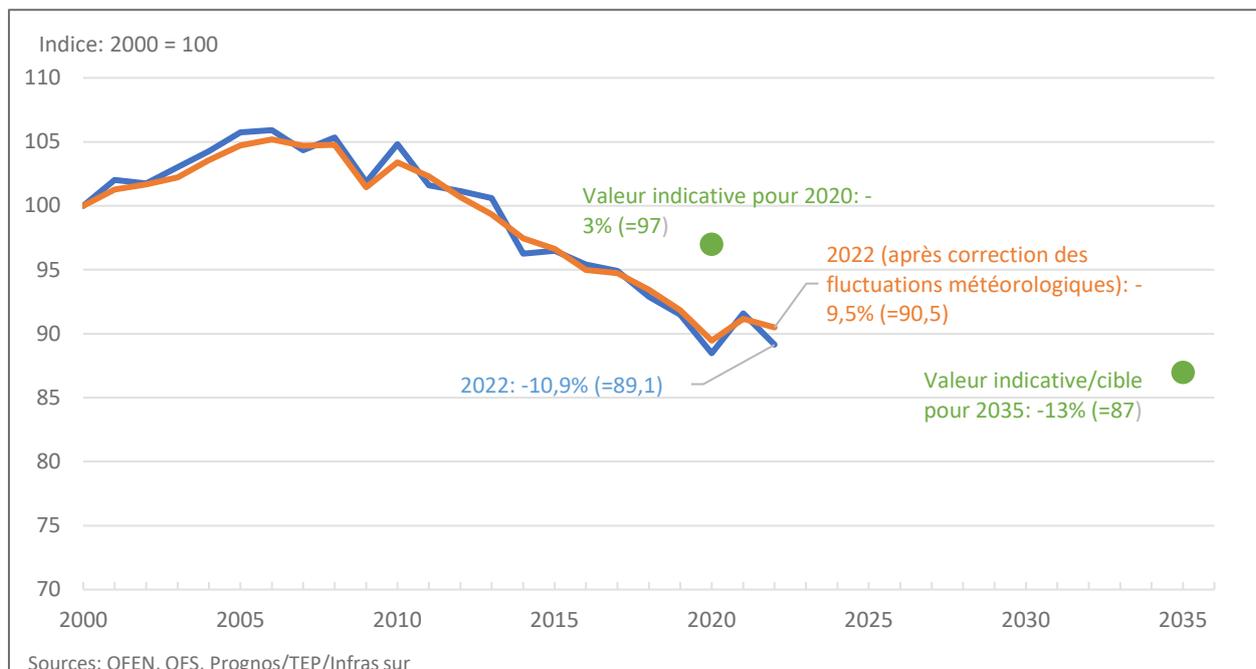


Figure 4: Évolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)

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 4*. 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 orange*). 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 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).

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

En ce qui concerne la production, le futur abandon progressif des centrales nucléaires place la production électrique issue des énergies renouvelables au cœur de l'attention. C'est pourquoi, outre une augmentation de l'efficacité énergétique, la Stratégie énergétique 2050 prévoit de développer les nouvelles énergies renouvelables en tenant compte des exigences écologiques. Les valeurs indicatives exprimées en chiffres absolus 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 pas compatibles avec le nouvel 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.

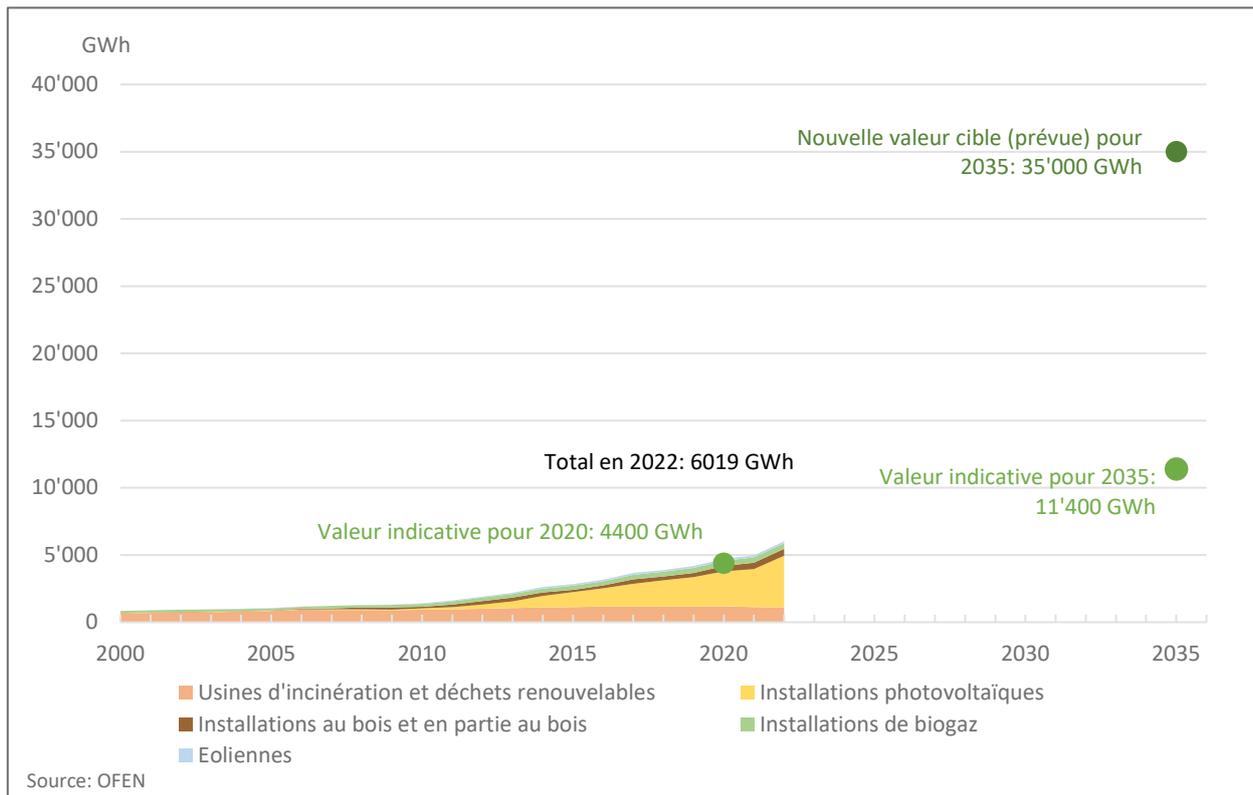


Figure 5: Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)

La production d'électricité issue de sources renouvelables a augmenté depuis l'an 2000, comme le montre la *figure 5*. 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 des nouvelles 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).

Autorisation de construire facilitée et rétribution unique pour les grandes installations photovoltaïques

Fin septembre 2022, le Parlement a adopté des modifications de la loi sur l'énergie (mesures urgentes visant à assurer rapidement l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver, offensive solaire), dans le but d'influencer positivement le développement du photovoltaïque et de soutenir l'objectif concernant les énergies renouvelables. Les grandes installations photovoltaïques atteignant une production annuelle minimale de 10 GWh et une production spécifique pendant le semestre d'hiver de 500 kWh par 1 kW de puissance installée profitent désormais d'une autorisation facilitée et d'un encouragement sous forme d'une rétribution unique qui peut atteindre 60% des coûts d'investissement. Ces allègements s'appliqueront jusqu'à ce que ces nouvelles installations permettent d'atteindre au niveau national une production annuelle maximale de 2 TWh. Afin de mettre en œuvre l'offensive solaire, le Conseil fédéral a notamment défini au milieu du mois de mars 2023 que le seuil de 2 TWh est déterminé par la production attendue découlant des projets au bénéfice d'une autorisation entrée en force. Les cantons doivent tenir l'OFEN au courant des projets prévus, et ce, en continu, de la mise à l'enquête à la mise en service des installations. L'OFEN est, de son côté, tenu d'actualiser au fur et à mesure la liste accessible au public qui contient ces informations⁷. Jusqu'au milieu du mois de novembre 2023, trois projets correspondants d'une puissance d'environ 60 MW ont été annoncés à l'OFEN (source: Conseil fédéral, 2023d).

⁷ L'OFEN a publié une carte interactive montrant où de grandes installations photovoltaïques selon l'art. 71a LEn sont prévues en Suisse: https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_AlpineSolaranlagen/?lang=fr. Les données se basent sur les déclarations faites par les cantons. Les données seront mises à jour dès que de nouvelles notifications seront disponibles.

3.1.4 Production hydroélectrique

La force hydraulique, qui assure la majeure partie de l’approvisionnement électrique de la Suisse, doit encore être développée conformément à la Stratégie énergétique 2050 et à la loi sur l’énergie. Selon la valeur indicative prévue à l’art. 2, al. 2, de la loi sur l’énergie en vigueur, la production moyenne visée est d’au moins 37 400 GWh en 2035. S’agissant des centrales de pompage-turbinage, seule la production issue des apports naturels est prise en compte dans ces chiffres. La Stratégie énergétique 2050 et la loi sur l’énergie⁸ tablent, en ce qui concerne le développement de la production hydroélectrique, sur une production moyenne attendue⁹ basée sur la Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse (SAHE). Cette méthode est choisie parce qu’elle permet de lisser les fluctuations annuelles dues au climat ou au marché.

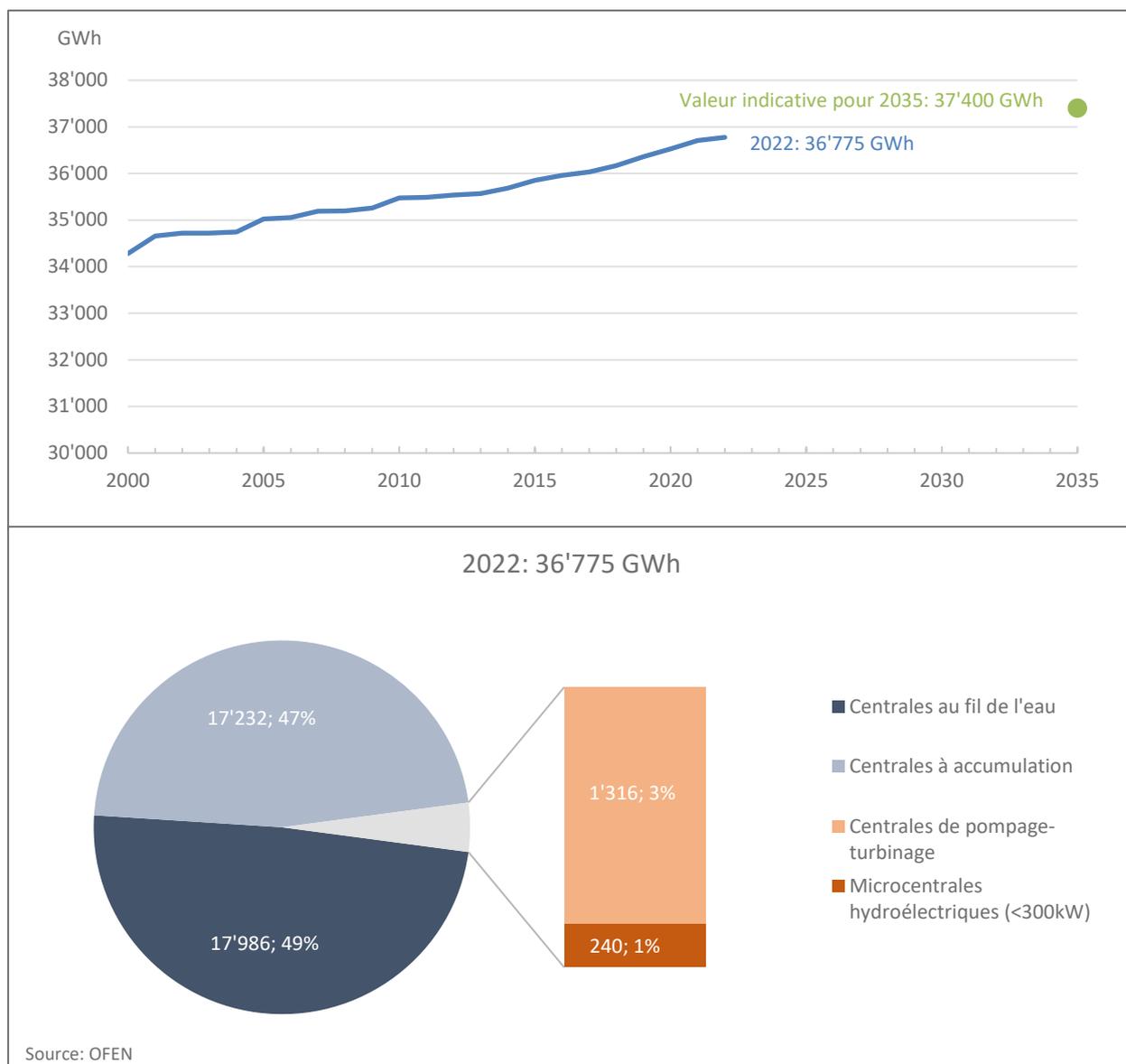


Figure 6: Évolution de la production moyenne probable d’électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l’année sous rapport

⁸ La loi fédérale sur la sécurité de l’approvisionnement en électricité à partir d’énergies renouvelables se base elle aussi sur une prévision de production moyenne pour développer la production d’électricité à partir de la force hydraulique. La loi devrait entrer en vigueur le 1er janvier 2025.

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

La *figure 6* (N. B.: l'échelle ne commence pas à zéro) montre que la production électrique hydraulique a continuellement progressé depuis l'an 2000, une évolution qu'expliquent surtout la construction de nouvelles installations et l'agrandissement ainsi que l'optimisation des installations existantes (*cf. premier graphique de la figure 6*). 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. Le deuxième graphique ci-dessus illustre la répartition de la production moyenne attendue par types de centrales durant l'année sous rapport (diagramme circulaire). Les proportions sont restées plus ou moins constantes depuis l'an 2000 (sources: OFEN, 2023b).

Objectif d'augmentation de la production d'électricité en hiver

Conformément à la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables adoptée par le Parlement, la production des centrales électriques produisant de l'énergie renouvelable doit être augmentée d'au moins 6 TWh d'ici à 2040 et bénéficier d'un soutien, afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement en hiver. Sur ce total, la disponibilité d'au moins 2 TWh doit être assurée en hiver. L'augmentation de la production est atteinte en premier lieu par les grandes centrales hydroélectriques à accumulation ainsi que les installations solaires alpines, les premières étant particulièrement précieuses pour atteindre les 2 TWh. Dans le cadre d'une table ronde présidée par Simonetta Sommaruga qui était alors à la tête du DETEC, des représentants des organisations de protection de la nature, du secteur de l'énergie et des cantons se sont mis d'accord sur une liste de 15 projets dans le domaine de l'énergie hydraulique à accumulation permettant d'augmenter la capacité de stockage hivernale de 2 TWh, tout en minimisant l'impact sur la nature et le paysage. La liste des 15 centrales hydroélectriques à accumulation ainsi que la centrale hydroélectrique Chlus sont ancrées dans la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. À l'avenir, le rapport de monitoring doit suivre l'augmentation de la production en considérant l'évolution des 16 projets. (Sources: DETEC, 2021/ Feuille fédérale, 2023).

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

Outre les valeurs par habitant, l'observation globale de la consommation énergétique et électrique fournit d'importantes informations contextuelles sur les facteurs d'influence de la consommation et sur la transformation progressive du système énergétique de la Suisse tel qu'il se présente dans la Stratégie énergétique 2050. Contrairement aux indicateurs de consommation mentionnés ci-dessus, les indicateurs suivants sont délimités conformément à la Statistique globale suisse de l'énergie dans l'esprit d'une vue d'ensemble (le transport aérien international y sont compris, les chiffres ne sont pas corrigés des fluctuations météorologiques). Lorsque cela est nécessaire, la consommation de carburant du trafic aérien international est désormais indiquée séparément. En outre, les installations photovoltaïques pour la consommation propre seront examinées de plus près.

3.2.1 Évolution et moteurs de la consommation d'énergie final et d'électricité

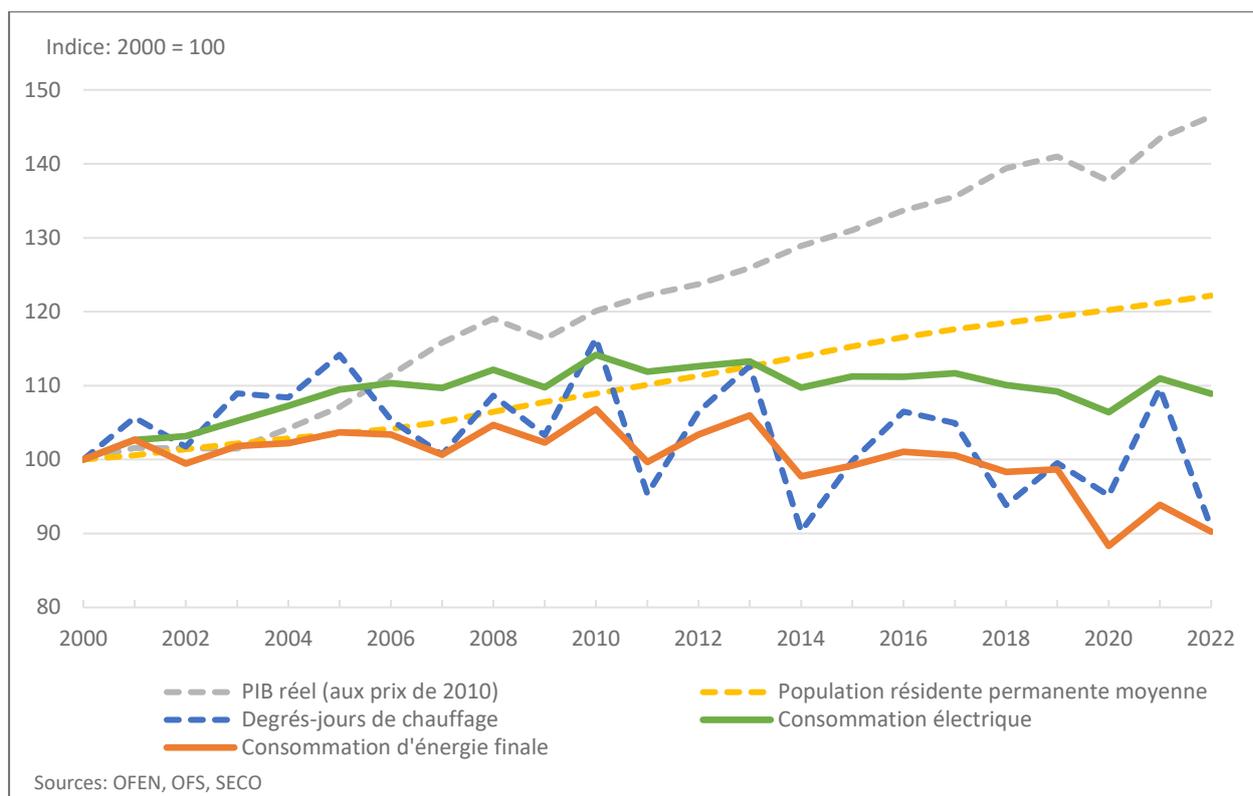


Figure 7: Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées)

La *figure 7* présente l'évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité de même que celle d'importants facteurs d'influence (croissance démographique, PIB et conditions météorologiques/degrés-jours de chauffage) depuis l'an 2000. À court terme, les conditions météorologiques exercent une forte influence sur la consommation énergétique, tandis que le PIB et la croissance démographique, notamment, la déterminent à long terme. Sur l'ensemble de la période considérée, d'autres facteurs qui n'apparaissent pas dans le graphique influencent également l'évolution de cette consommation. En font notamment partie le progrès technologique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique ainsi que les effets de substitution résultant du changement d'agent énergétique pour le même usage (par exemple le passage de l'essence au diesel pour les transports ou du mazout au gaz naturel pour le chauffage). On constate depuis le milieu des années 2010, une tendance à la baisse de la consommation énergétique. La consommation électrique a quant à elle augmenté jusqu'à la fin des années 2000, avant qu'une stabilisation ne se dessine, bien que la population et le PIB aient nettement crû entre l'an 2000 et 2022. Le fléchissement du PIB en 2009 est dû au ralentissement économique causé par la crise financière et économique de l'époque, et celui de 2020, à l'impact de la pandémie de COVID-19. En 2011, 2014 et 2022, les degrés-jours de chauffage ont nettement diminué, ce qui a atténué la consommation énergétique et électrique. La baisse significative de la consommation finale en 2020 est principalement due à la pandémie de COVID-19 (source: OFEN, 2023a).

3.2.2 Consommation énergétique finale et globale par secteur

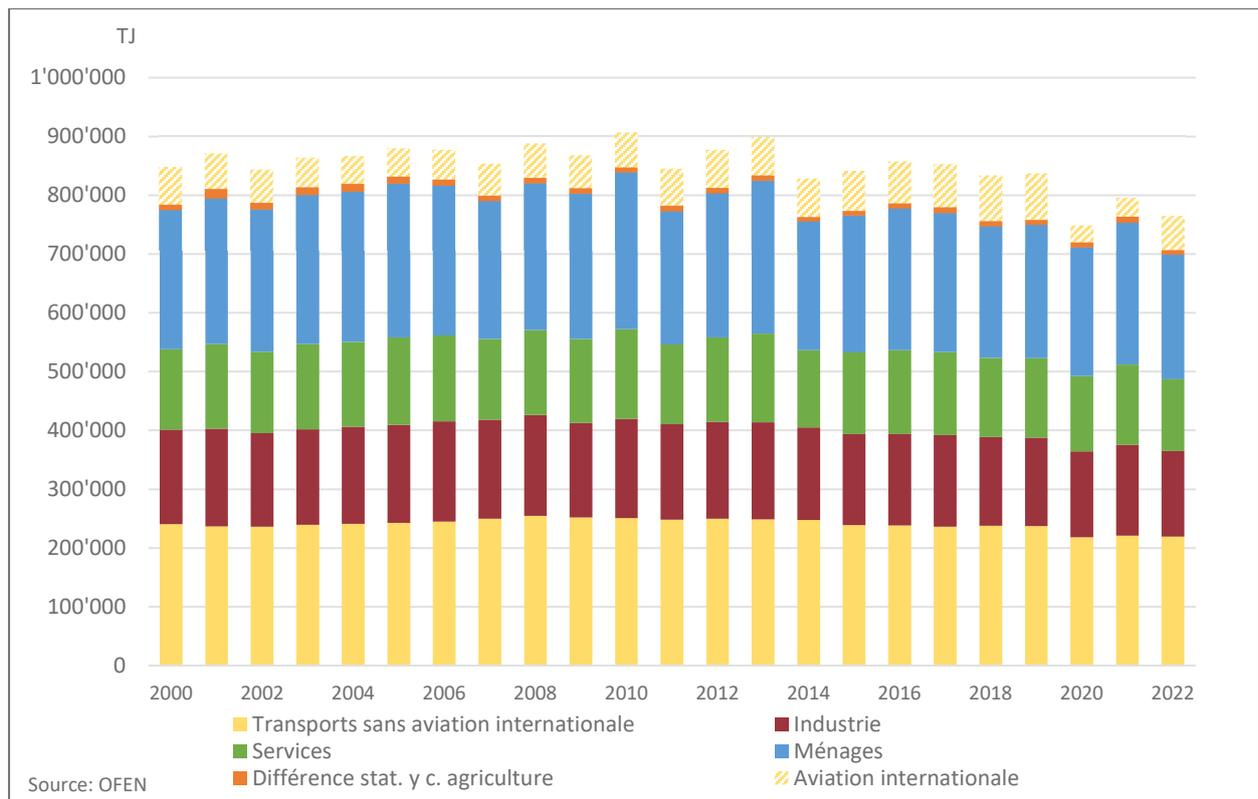


Figure 8: Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs)

Selon la Statistique globale suisse de l'énergie, la consommation énergétique finale de la Suisse était de 765 070 térajoules (TJ) en 2022, soit une baisse de 3,9% par rapport à 2021. Cette évolution s'explique principalement par des températures plus élevées. 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. Par rapport à l'an 2000, la consommation énergétique finale a reculé de 9,8% (2000: 847 790 TJ), bien que la population ait augmenté d'environ 22,2%. En ventilant les secteurs, la *figure 8* montre que les **transports** représentent le principal groupe de consommateurs. En 2022, leur part était de 36,2% (2000: 35,9%), dont 7,3% pour le transport aérien international (2000: 7,5%). La part du **secteur de l'industrie** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 19,0% en 2022 (2000: 19,0%), tandis que celle du **secteur des services** était de 16,0% (2000: 16,2%). La part des **ménages** dans l'ensemble de la consommation énergétique finale était de 27,6% (2000: 27,9%).

En 2022, les températures plus clémentes, les prix de l'énergie élevés et la campagne d'économies d'énergie de la Confédération se sont traduits par un recul sensible de la consommation des agents énergétiques destinés au chauffage par rapport à l'année précédente. Cela se reflète principalement dans la diminution de la consommation des ménages privés (-30 290 TJ, -12,5%) et du secteur des services (-14 500 TJ, -10,6%). Il s'agit des secteurs dont la consommation d'énergie est fortement dépendante des conditions météorologiques à court terme. La consommation énergétique finale du secteur des transports a augmenté par rapport à 2021 (+24 160 TJ, +9,6%). Cette hausse est due à l'augmentation considérable de la consommation de carburant pour le transport aérien international après la pandémie de COVID-19 (+25 627 TJ, +80,4%). En 2022, la consommation de carburant d'aviation est toutefois restée nettement inférieure au niveau de 2019. On constate également une baisse de la consommation énergétique finale dans l'industrie (-8690 TJ, -5,6%), ce qui s'explique en grande partie par la nette diminution de la consommation de gaz (-6590 TJ, -16,6%). La consommation énergétique finale a fléchi dans tous les secteurs par rapport à l'an 2000 (ménages: -25 180 TJ ou -10,6%; industrie: -15 220 TJ ou -9,5%; services: -14 690 TJ ou -10,7%; transports: -27 310 TJ ou -9%).

À long terme, dans tous les secteurs, les facteurs quantitatifs constituent le plus puissant inducteur de consommation. Ces facteurs quantitatifs déploient leurs plus grands effets sur la consommation énergétique des ménages privés et des transports. Dans ces deux secteurs, on observe une augmentation sensible des facteurs depuis l'an 2000: population (+22,2%), surfaces de référence énergétique dans les logements (+34,2%), parc de véhicules à moteur (+38,8%). Le développement technique et les mesures politiques visant à réduire la consommation énergétique ont compensé partiellement les facteurs quantitatifs dans tous les secteurs. L'augmentation de la consommation générée par les facteurs quantitatifs a toutefois seulement pu être compensée dans le secteur de l'industrie et celui des services. En fin de compte, les effets de substitution ont également contribué à réduire la consommation énergétique, mais leur action s'est avérée bien moindre que celle du développement technique et des mesures politiques. La tendance à remplacer le mazout par le gaz naturel, par la chaleur à distance, par le bois ou par la chaleur ambiante dans le domaine du chauffage des locaux a revêtu une grande importance dans les secteurs des ménages privés et aussi des services. Concernant les carburants, on a relevé jusqu'en 2016 une substitution de l'essence par le diesel. Suite au scandale du «dieseltgate», cette évolution a provisoirement pris fin. Sur le long terme, les facteurs structurels et les conditions météorologiques ont également un effet réducteur sur le niveau de consommation dans les différents secteurs.

Tous secteurs confondus, la hausse de la consommation énergétique due aux facteurs quantitatifs a été plus que compensée par le développement technique, les mesures politiques et les effets de substitution. C'est pourquoi la consommation énergétique finale a reculé depuis l'an 2000, malgré une nette augmentation de la population, du PIB, du parc de véhicules à moteur et des surfaces de référence énergétique (sources: OFEN, 2023a / Prognos/TEP/Infras, 2023a+b).

3.2.3 Part des énergies renouvelable dans la consommation d'énergie finale

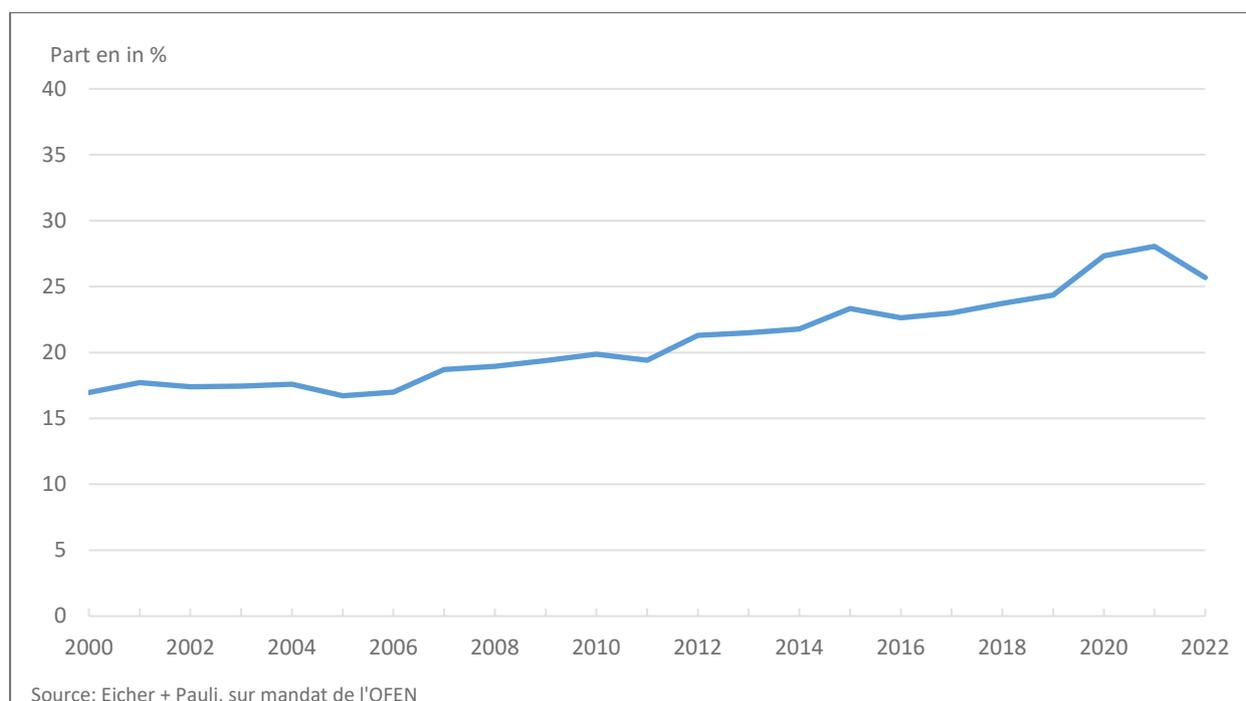


Figure 9: Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)

Conformément à la Stratégie énergétique 2050 et à la loi sur l'énergie, les énergies renouvelables devront à l'avenir couvrir une part substantielle de la consommation globale d'énergie. La *figure 9* montre que la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale a augmenté de manière presque constante depuis l'an 2000. Cette croissance est plus importante depuis la moitié des années 2000. La part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale était au total de 25,7% en 2022 (2021: 28%; 2000: 17%). Le recul significatif de cette part par rapport à l'année précédente est dû en grande partie à la plus faible production des centrales hydroélectriques (source: Eicher + Pauli, 2023).

3.2.4 Consommation d'énergie finale en fonction de l'application

L'analyse de la consommation énergétique en fonction de l'application met en exergue la répartition de la consommation globale entre les principales affectations telles que l'éclairage, le chauffage, la cuisine, les transports, etc. La plupart de ces affectations concernent plusieurs secteurs. Les affectations considérées sont d'une part celles dont la part dans la consommation totale est importante (par exemple le chauffage des locaux, la chaleur industrielle, la mobilité, les processus et les moteurs). D'autres domaines, importants dans la société actuelle, jouent également un rôle (par exemple l'éclairage ou l'information, la communication et les divertissements). L'étude de la consommation énergétique en fonction de l'application repose sur des analyses, elles-mêmes fondées sur des modèles, qui couvrent la consommation énergétique indigène. Contrairement à ce qui prévaut pour la consommation d'énergie finale recensée par la Statistique globale suisse de l'énergie, le transport aérien international et le tourisme à la pompe ne sont pas pris en compte au niveau de la consommation d'énergie finale de la Suisse. Alors que le tourisme à la pompe est pris en considération dans les valeurs indicatives selon la LENE, le transport aérien international est exclu. Afin de donner une vue d'ensemble, ces deux domaines apparaissent ici séparément.

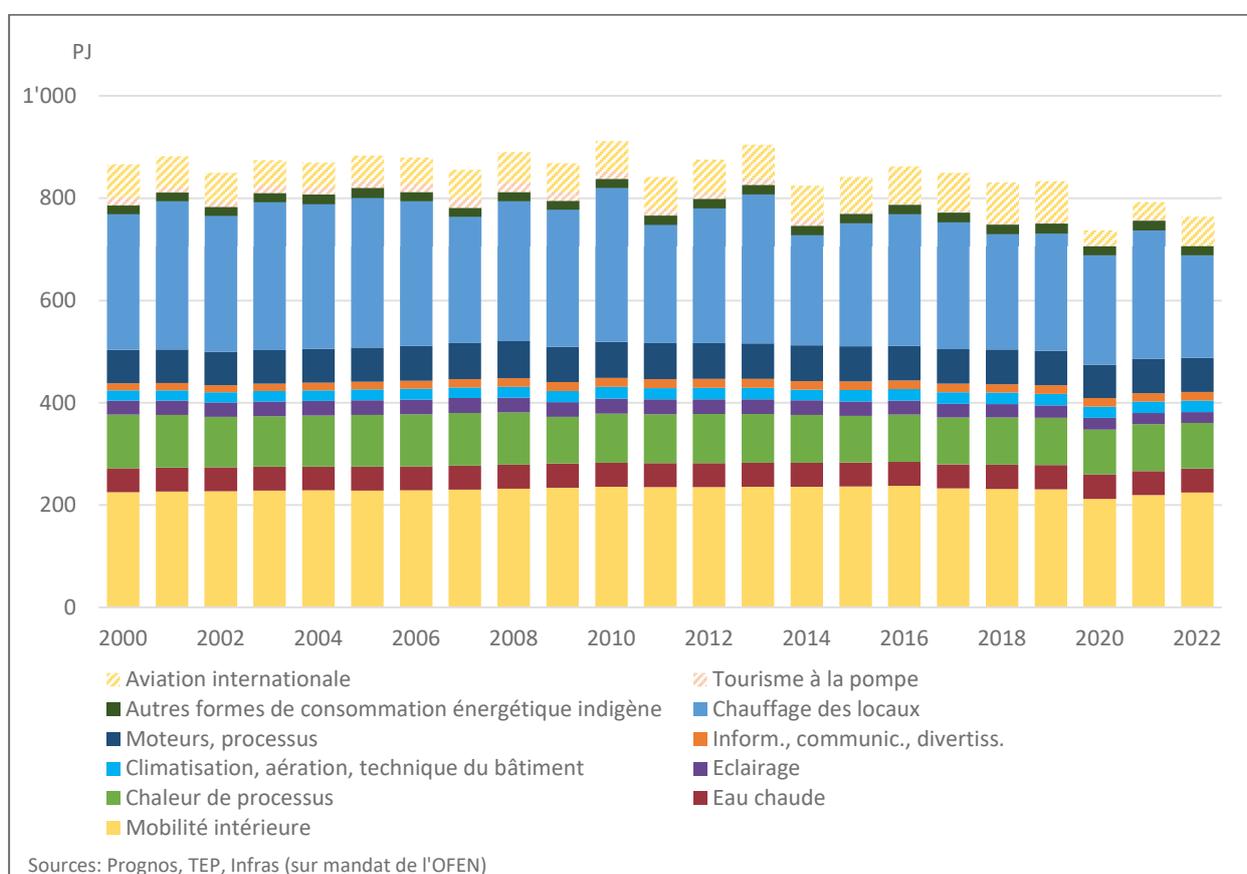


Figure 10: Évolution de la consommation d'énergie finale¹⁰ en Suisse en fonction de l'application

La *figure 10* montre que la consommation d'énergie finale¹¹ en Suisse a sensiblement fléchi en 2022 par rapport à 2021 (-6,5%), principalement en raison des températures plus chaudes et au recul des besoins pour le chauffage des locaux (-20,5%). Le nombre de degrés-jours de chauffage a baissé de 17,2%. Les prix élevés des combustibles et la campagne d'économies d'énergie de la Confédération devraient aussi avoir contribué à cette diminution. De plus, en 2022, la consommation a également diminué par rapport à l'année précédente en matière de chaleur de processus (-2,2%), d'éclairage (-3,8%), de climatisation,

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

¹¹ La consommation d'énergie finale en Suisse correspond, dans sa représentation en fonction de l'application, à la consommation totale d'énergie finale diminuée du transport aérien international et du tourisme à la pompe.

aération et technique du bâtiment (-1,1%), ainsi que pour l'eau chaude (-0,1%). En revanche, la consommation a progressé pour la mobilité intérieure (+2,2%), l'information, la communication et les divertissements (+2%) ainsi que pour les moteurs et les processus (+0,5%). La baisse de la consommation totale d'énergie finale est moins importante (-3,8%) que la baisse de la consommation d'énergie finale en Suisse. Cela s'explique par la nette augmentation de la consommation du transport aérien international (+78,1%). Malgré cette progression nette, sa consommation en 2022 reste inférieure de 27,4% à son niveau de 2019. Par rapport à l'an 2000, la consommation d'énergie finale en Suisse a diminué de 10% et la consommation totale d'énergie finale de 12%. Ce recul est en grande partie dû à la baisse de la consommation pour le chauffage des locaux (-24,6%; corrigé de l'influence des facteurs météorologiques -11,3%). La consommation liée à la chaleur de processus (-14,7%), à l'éclairage (-23,1%), à la mobilité intérieure (-0,4%), au tourisme à la pompe (-114%) et au transport aérien international (-10,9%) a également fléchi par rapport à l'an 2000. La consommation pour l'information, la communication et les divertissements (+24,3%), pour l'eau chaude (+0,1%), pour la climatisation, l'aération et la technique du bâtiment (+13,3%), pour les moteurs et processus (+1,7%) ainsi que pour les autres formes de consommation (+17,5%)¹² ont augmenté. En 2022, la consommation totale d'énergie finale est dominée par les applications Chauffage des locaux (26,3%) et Mobilité intérieure (29,4%). La chaleur de processus (11,7%), les moteurs et processus (8,8%) et le transport aérien international (7,4%) jouent également un rôle important. Entre l'an 2000 et 2022, la part du chauffage des locaux au niveau de la consommation finale d'énergie a diminué de 4,4%, celle de la mobilité intérieure a augmenté de 3,4%. Les parts des autres applications sont comparativement faibles et n'ont que peu changé par rapport à l'an 2000 (source: Prognos/TEP/Infras, 2023b).

¹² Toutes les consommations qui ne peuvent pas être attribuées à un usage particulier sont prises en compte dans la catégorie «Autres formes de consommation». Il s'agit par exemple de divers appareils électroménagers, de canons à neige et d'éléments de l'infrastructure de transport (infrastructure ferroviaire, tunnels, etc.).

Mobilité électrique et installations de pompes à chaleur

La mobilité électrique et les pompes à chaleur jouent un rôle-clé dans la transformation du système énergétique en vue d'atteindre l'objectif de zéro émission nette de gaz à effet de serre. Selon les Perspectives énergétiques 2050+, l'électricité devient un agent énergétique essentiel pour la chaleur (bâtiment) et la mobilité. Le nombre d'installations de pompes à chaleur en Suisse a été multiplié par six depuis l'an 2000 (2000: 66 622 installations, 2022: 412 430 installations). La consommation d'électricité pour la production de chaleur a, quant à elle, presque quadruplé. Cela indique une forte augmentation de l'efficacité des installations. En 2022, la consommation d'électricité s'élevait à 2439 GWh (2000: 632 GWh), ce qui correspond à une part de 4,3% de la consommation totale d'électricité en Suisse. Le recul de la consommation d'électricité des installations de pompes à chaleur l'année dernière est dû aux températures clémentes.

Au cours des dernières années, la mobilité électrique au niveau du trafic routier a également gagné en importance sur le plan énergétique. En 2022, 26,1% (2021: 22,5%) des voitures particulières nouvellement immatriculées étaient déjà des véhicules rechargeables, c'est-à-dire soit des véhicules purement électriques (17,9%; 2021: 13,3%), soit des véhicules hybrides rechargeables (8,2%; 2021: 9,1%). La part des véhicules électriques dans les nouvelles immatriculations de véhicules utilitaires légers a également augmenté rapidement (2021: 5,5%, 2022: 10,5%). En 2022, la consommation de la mobilité électrique au niveau du trafic routier s'élevait à 353 GWh, ce qui correspond à une part de 0,6% de la consommation totale d'électricité en Suisse (57 030 GWh). En 2022, la mobilité électrique et les installations de pompes à chaleur totalisaient donc une consommation d'électricité de 2792 GWh, soit 4,9% de la consommation totale d'électricité en Suisse (sources: OFEN, 2023a / OFEN 2023e).

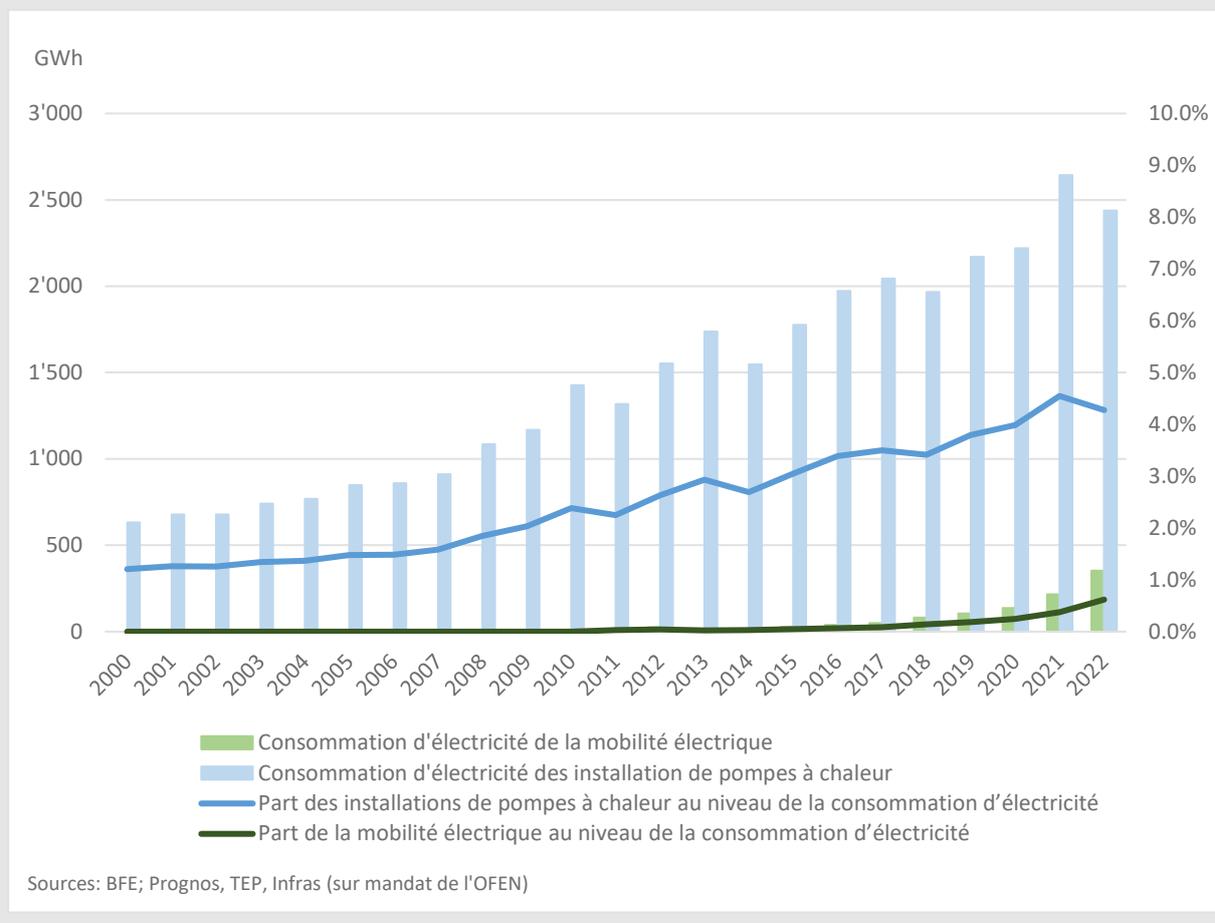


Figure 11: Consommation d'électricité de la mobilité électrique et des pompes à chaleur

3.2.5 Intensités énergétique et électrique

Outre la consommation d'énergie par habitant, l'intensité énergétique est un indicateur en usage au niveau international pour déterminer l'efficacité énergétique d'une économie nationale. L'intensité énergétique désigne le rapport entre la consommation d'énergie finale et le produit intérieur brut (PIB) réel. Une baisse de l'intensité énergétique indique un recours accru à des procédés de production modernes et efficaces sur le plan énergétique et, de manière générale, un découplage croissant entre la consommation d'énergie et le développement économique. Toutefois, l'intensité énergétique peut également diminuer en raison de la mutation structurelle d'une économie nationale, par exemple lorsque celle-ci se détourne de l'industrie lourde et que le secteur tertiaire devient plus important ou lorsque des activités à forte intensité énergétique sont délocalisées à l'étranger. Le monitoring annuel ne permet pas d'évaluer quel facteur a influencé l'intensité énergétique et dans quelle mesure. Les indicateurs Intensité énergétique et Intensité électrique sont présentés ci-après.

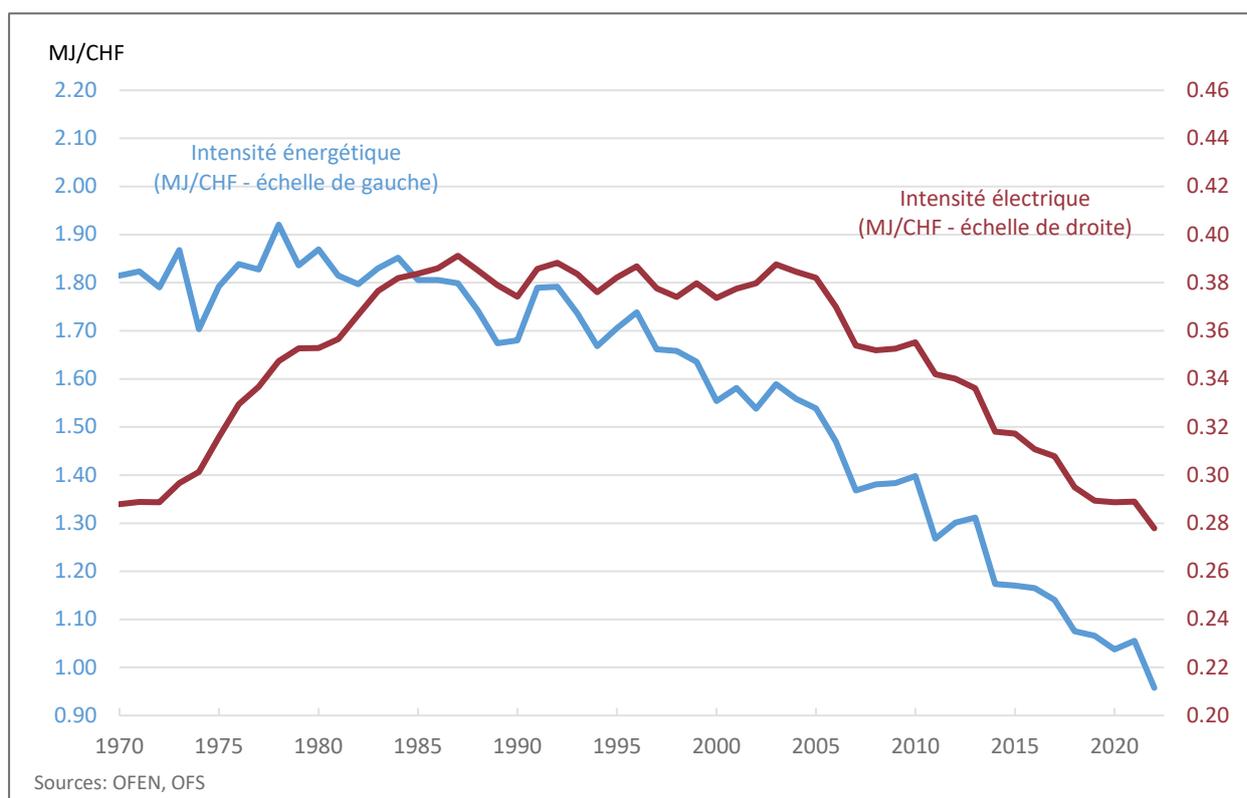


Figure 122: Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel¹³ (en MJ/CHF)

La *figure 12* illustre l'évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique sur le long terme. L'intensité énergétique (courbe bleue, échelle de gauche), qui a augmenté jusqu'à la fin des années 1970 pour atteindre 1,92 MJ/CHF, diminue continuellement depuis lors (2022: 0,96 MJ/CHF, 2000: 1,55 MJ/CHF). L'intensité électrique (courbe rouge, échelle de droite), qui est dans l'ensemble nettement plus faible que l'intensité énergétique, a grimpé à partir des années 1970 jusqu'à la fin des années 1980 pour atteindre 0,39 MJ/CHF. Elle est ensuite restée stable à ce niveau jusqu'au milieu des années 2000. Depuis, on observe une nette diminution de l'intensité électrique également (2022: 0,28 MJ/CHF, 2000: 0,37 MJ/CHF) (Sources: OFEN, 2023a / OFS, 2023b)¹⁴.

¹³ PIB aux prix de 2010 (état en septembre 2021).

¹⁴ Des études concernant d'autres pays montrent que la baisse de l'intensité énergétique est due pour une part importante à l'amélioration de l'efficacité énergétique au sein des secteurs et non pas seulement à la mutation structurelle (Voigt et al., 2014). Noailly et Wurlod (2016) estiment en outre pour la période 1975 à 2005, sur la base d'un échantillon de 18 pays de l'OCDE dont la Suisse, quels facteurs expliquent l'amélioration de l'efficacité énergétique à l'intérieur des secteurs. Ils attribuent la moitié des améliorations au progrès technologique et l'autre moitié aux effets de substitution vers d'autres facteurs de production.

3.2.6 Installations photovoltaïques pour la consommation propre

La consommation propre d'électricité permet de réduire les frais d'acquisition d'énergie et incite ainsi à produire cette dernière individuellement. Elle revêt une grande importance dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, car elle constitue un moteur du développement et de la décentralisation de l'approvisionnement en électricité. Les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) présentent un fort potentiel en vue d'une utilisation décentralisée de l'énergie produite: plusieurs consommateurs situés à proximité d'une installation de production peuvent utiliser conjointement l'électricité qui y est générée. Des systèmes intelligents de commande et de réglage peuvent alors être mis en place, par exemple pour adapter activement la consommation à l'offre d'électricité (cf. chapitre 4.4.3). Les installations pour la consommation propre sont principalement photovoltaïques (installations PV), raison pour laquelle le monitoring publie des indicateurs relatifs à cette technologie de production d'électricité. Les données se fondent sur une enquête menée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) auprès des gestionnaires de réseau de distribution (GRD) et ne peuvent pas toutes faire l'objet de plausibilisations.

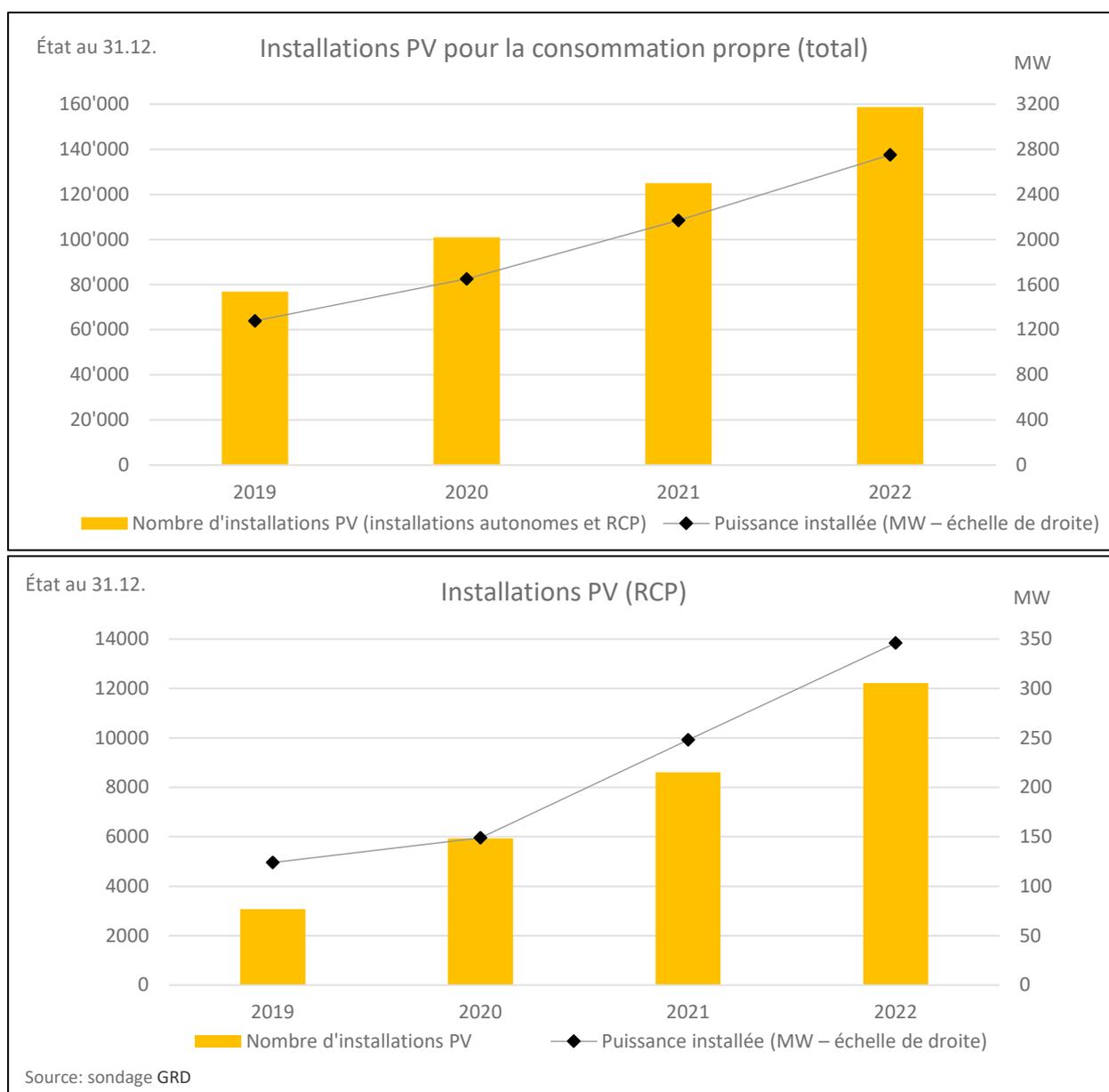


Figure 133: Installations PV pour la consommation propre (source: enquête auprès des GRD)¹⁵

¹⁵ Données provisoires qui ne peuvent pas toutes faire l'objet d'une plausibilisation.

La *figure 13* indique le nombre d'installations PV qui ont été utilisées pour la consommation propre, réparti d'une part entre les installations autonomes, y compris les RCP, et d'autre part les seuls RCP. D'après les résultats de l'enquête, fin 2022, le nombre d'installations PV pour la consommation propre, y compris les RCP, a progressé de 27% par rapport à l'année précédente et s'inscrivait à 158 752 installations (env. 86% du total des installations PV). La puissance installée¹⁶ a augmenté également de 27%, à quelque 2751 MW. Selon les indications fournies, ces installations ont injecté au total 1 563 965 (2021: 1 104 954) MWh dans le réseau de distribution. Le nombre d'installations organisées en RCP a augmenté pour atteindre 12 189 installations; leur puissance installée s'est accrue à 345 MW. Ces RCP ont alimenté le réseau de distribution à hauteur de 204 675 (2021: 116 835) MWh. Lorsque les RCP atteignent une consommation annuelle supérieure à 100 000 MWh, ils bénéficient d'un libre accès au marché. En 2022, 123 (2021: 113) de ces RCP comportant des installations PV ont acquis leur électricité sur le marché (source: GRD, 2023).

Aucune mesure de la production n'est prescrite pour les petites installations de moins de 30 kVA. La consommation propre spécifique ne peut donc pas être chiffrée de manière exacte, car seule l'énergie excédentaire (énergie non consommée par les exploitants eux-mêmes, mais injectée dans le réseau contre rémunération) est recensée. La puissance installée et l'énergie excédentaire permettent néanmoins d'estimer la consommation propre moyenne des installations PV. En 2022, une installation PV affichait une puissance de quelque 970 kWh par kWp installé, mais ces valeurs peuvent varier très fortement selon l'orientation et la région. **La consommation propre des installations PV (y compris les petites installations et les RCP, puissance DC) est ainsi évaluée à quelque 1,24 TWh en 2022, soit environ 2,2% de la consommation d'électricité globale de la Suisse, qui s'établissait à 57 TWh cette même année. Le taux moyen de consommation propre s'inscrivait à près de 44% pour les installations PV; en d'autres termes, près de la moitié de l'électricité était consommée directement sur place, le reste étant injecté dans le réseau de distribution** (sources: GRD, 2023 / OFEN, 2023c / Swissolar, 2023 / calculs de l'OFEN).

¹⁶ Puissance de l'onduleur (puissance AC). Correspond à env. 80% à 90% de la puissance du module (puissance DC).

4 Champ thématique Développement du réseau

La Stratégie énergétique 2050 et la transformation du système énergétique qu'elle implique, ainsi que le contexte international posent de nouvelles exigences aux réseaux énergétiques. Le développement des réseaux électriques, qui relie la production à la consommation, est particulièrement crucial. C'est l'objectif que vise la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (stratégie Réseaux électriques)¹⁷, qui fait partie de la Stratégie énergétique 2050 et est en vigueur depuis 2019. Le monitoring se concentre actuellement sur les réseaux électriques en recourant aux indicateurs État d'avancement et durée des projets de réseau, Enfouissement de lignes, Investissements dans le réseau et amortissements ainsi qu'aux indicateurs sur le développement du réseau intelligent.

L'approvisionnement en électricité des consommateurs finaux de la Suisse est actuellement assuré par quelque 610 gestionnaires de réseau. Le réseau électrique se compose de lignes, de sous-stations et de stations transformatrices. Il est exploité à une fréquence de 50 Hertz (Hz) et à différents niveaux de tension. On distingue les sept niveaux de tension (niveaux de réseau) suivants:

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

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

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

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

Les niveaux de réseau 2 et 4 (sous-stations, postes de transformation) ainsi que 6 (station transformatrice) sont des niveaux de transformation.

4.1 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 garantisse 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.

¹⁷ Cf. www.developpementreseaux.ch.

Phases et déroulement d'un projet de réseau de transport

Avant-projet: la société nationale du réseau de transport Swissgrid élabore un avant-projet comprenant les principaux éléments du projet de réseau, comme base pour la procédure de plan sectoriel. Elle garantit que les intérêts des cantons concernés soient intégrés dans la planification aussi tôt que possible. La phase de l'avant-projet débute, dans le présent monitoring, par esprit de simplification, avec le lancement du projet et elle se termine en général par le dépôt de la demande d'intégration du projet dans le plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE). Lorsqu'un projet n'a pas encore atteint le stade de l'avant-projet ou le stade de la construction au sens propre et qu'il se trouve donc encore dans une phase très précoce de planification, le rapport de monitoring le mentionne comme *idée de projet*.

Plan sectoriel des lignes de transport d'électricité (PSE): lorsqu'au niveau du réseau de transport, un projet de ligne comporte des incidences considérables sur l'espace et l'environnement, une procédure de plan sectoriel doit être conduite avant l'ouverture de la procédure d'approbation des plans (cf. ci-dessous). Le PSE est déterminant s'agissant des lignes électriques. L'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 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'environnement et de l'aménagement du territoire. Simultanément, l'ESTI contrôle que le projet de construction est compatible avec les intérêts des personnes privées (propriétaires fonciers, riverains). Si l'ESTI n'est pas en mesure de lever toutes les oppositions ou régler les différences avec les autorités fédérales impliquées, elle transmet le dossier à l'OFEN, qui poursuit la PAP pour rendre finalement une décision d'approbation des plans, à condition que le projet remplisse les conditions légales. Cette décision règle aussi les éventuelles oppositions (également en matière d'expropriation). Les parties peuvent former recours contre cette décision devant le Tribunal administratif fédéral (TAF), puis dans certains cas auprès du Tribunal fédéral (TF). Dès lors que l'OFEN a accepté la demande d'approbation des plans et qu'aucun recours n'est déposé dans les délais légaux, l'approbation des plans entre en force et Swissgrid peut réaliser le projet de ligne.

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

En avril 2015, la société nationale du réseau Swissgrid a présenté une planification stratégique du réseau¹⁸ 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'EiCom 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, le Conseil fédéral a mené en novembre 2023 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 (Conseil fédéral 2023).

¹⁸ Cf. www.swissgrid.ch/reseau2025.

Projet de réseau	Description et objectif principal	État d'avancement actuel ¹⁹	Année de mise en service prévue ²⁰
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 	TAF	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
7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> Installation d'une solution de transformation entre les réseaux à 220 kV et à 380 kV Amélioration du transport de l'énergie hydroélectrique produite dans la vallée de la Maggia Contribution à la sécurité d'approvisionnement du Tessin 	Idée de projet	2035
8. Génissiat-Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement (remplacement du câble conducteur) sur 17 km de la double ligne actuelle à 220 kV Élimination des fréquentes congestions survenant en cas d'importations en provenance de la France 	En service	Terminé et mis en service en 2018
9. Mettlen-Ulrichen 9.1. Mettlen-Innertkirchen 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (ligne du Grimsel)	<ul style="list-style-type: none"> Renforcement sur quelque 88 km en vue du relèvement prévu à 380 kV de la ligne à 220 kV actuelle Important pour raccorder de nouvelles centrales de pompage-turbinage au réseau de 380 kV et permettre le transport de l'énergie dans le reste de la Suisse 	9.1. PSE 9.2. Avant-projet/Projet de construction ²¹	2035

¹⁹ État au 15 octobre 2023²⁰ Selon la planification de Swissgrid.²¹ 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.

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 de libérer de l'espace dans 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 pompage-turbinage de Nant de Drance au réseau à très haute tension Partie du réseau stratégique de Swissgrid dans son réseau initial Contribution à l'intégration des nouvelles énergies renouvelables 	NdD_1 En service NdD_2 En service NdD_3 En service	Terminé et mis en service en 2022
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 (Frohalm) OS_3 Wollishofen (Frohalm)-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 Tronçon Lauerz AM_2 Evschachen 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 	PAP 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 14: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2023)

La *figure 15* 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.

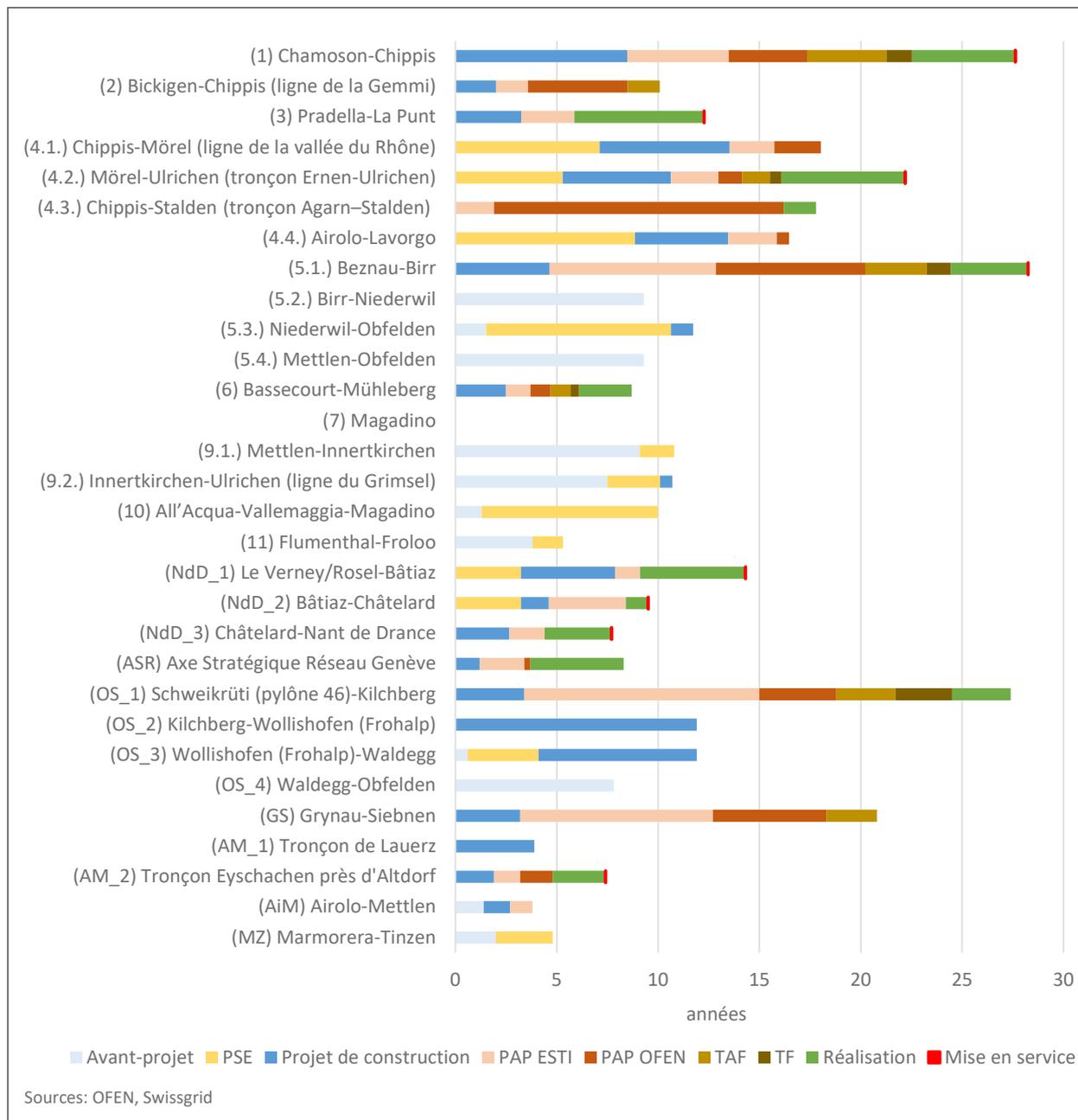


Figure 15: Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2023, en années)²²

²² **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 Zerne 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 entre-temps 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 entre-temps, 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 (ligne du Grimsel)

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. *Airolo-Lavorgo* susmentionné) s'appuie sur une étude complète réalisée en 2013 en vue du réajustement 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.

Autres projets sélectionnés

Le **raccordement** au réseau à très haute tension **de la centrale de pompage-turbinage de Nant de Drance** contribue à intégrer les nouvelles énergies renouvelables et constitue de ce fait un projet important dans l'optique de la Stratégie énergétique 2050. Ce projet se compose de trois projets partiels. Les deux premiers projets partiels ont franchi une procédure de PSE d'environ trois ans avant de traverser les phases «projet de construction» (près de cinq, respectivement un an et demi) et «PAP» (un peu plus d'un an, respectivement près de quatre ans). Pour le troisième projet partiel, les phases «projet de construction» et «PAP» ont été relativement rapides (respectivement deux ans et demi et à peine deux ans); une procédure de PSE n'était pas nécessaire. En 2017 et en 2018, la ligne aérienne *Châtelard-La Bâtiaz (NdD_2)* et la ligne câblée souterraine *Châtelard-Nant de Drance (NdD_3)* dans la caverne, qui relie la centrale de Nant de Drance à la sous-station de Châtelard, ont été achevées et mises en service. Sur le troisième et dernier tronçon, à savoir la liaison souterraine *Le Verney/Rosel-Bâtiaz (NdD_1)*, Swissgrid a achevé le percement du tunnel à l'été 2021 et a mis la ligne en service début avril 2022. La centrale de Nant de Drance est ainsi définitivement raccordée au réseau à très haute tension et elle est en service depuis début juillet 2022. En 2019, Swissgrid avait déjà raccordé la centrale à titre de solution provisoire, la tension de l'une des deux lignes aériennes existantes entre La Bâtiaz et Rosel ayant été augmentée de manière transitoire, passant de 220 à 380 kV.

Le canton et l'aéroport de Genève ainsi qu'un groupe d'investisseurs privés prévoient dans la zone de l'aéroport plusieurs projets de développement urbain appelés **Axe Stratégique Réseau (ASR)**. Pour mener à bien ce projet, la ligne à 220 kV existante sera enfouie sur 4,5 km le long de l'autoroute et de l'aéroport de Genève, dans le cadre de l'extension de l'autoroute et du projet de réseau de chaleur et de froid des Services industriels de Genève (SIG). Le canton et les investisseurs financent le projet. L'OFEN a approuvé les plans fin mars 2019, soit deux ans et demi après le dépôt de la demande d'approbation auprès de l'ESTI (une procédure de PSE n'était pas nécessaire). Selon la planification actuelle, la ligne devrait entrer en service fin 2025.

Le projet **Obfelden-Samstagern** prévoit de renforcer les lignes actuelles en les passant de 150 kV à 380/220 kV. Par ailleurs, la ligne de traction électrique à 132 kV doit être partiellement regroupée sur cette même ligne. Le projet comprend plusieurs tronçons: entre *Wollishofen (Frohalp)* et *Waldegg*, le Conseil fédéral a défini fin 2015 le corridor de planification pour la réalisation d'une ligne câblée, après une procédure de PSE de trois ans et demi; le projet de construction est élaboré. Le tronçon *Kilchberg-Wollishofen (Frohalp)* est exempté de plan sectoriel et le tracé de la ligne est en cours d'élaboration.

Après que le Tribunal fédéral a renvoyé le dossier d'approbation des plans du tronçon *Schweikrüti (pylône 46)-Kilchberg* à l'OFEN, ce dernier a ordonné la construction d'une ligne aérienne. Des recours ont été déposés auprès du TAF contre cette décision. Ils ont été rejetés en février 2020 et la construction de la ligne aérienne a été décidée. Cette décision a fait l'objet de recours auprès du Tribunal fédéral, qui les a rejetés en novembre 2020. La réalisation a donc pu commencer. Les travaux de construction ont débuté en octobre 2022 et devraient durer jusqu'à fin 2023. En septembre 2016, la preuve du respect de l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI) en vue d'une exploitation à 220/380 kV a été apportée pour la ligne existante *Waldegg-Obfelden*, exploitée à 150 kV (ESTI). En coordination avec la construction de la sous-station de Waldegg, Swissgrid entend déposer en temps opportun auprès de l'ESTI une demande d'augmentation de la tension de 2 x 150 kV à 2 x 220 kV. Depuis 2014, le tronçon *Siebnen-Samstagern* était au stade de la PAP OFEN: cette procédure portait exclusivement sur l'acquisition de droits de passage (servitudes). En raison du retrait de la demande d'approbation des plans, l'OFEN a classé la procédure en juin 2023; en raison de l'adaptation du droit d'expropriation intervenue en janvier 2021, l'acquisition des droits se fera dans le cadre d'une procédure d'expropriation indépendante. Les étapes suivantes sont en cours de vérification. L'ensemble du projet devrait être réalisé en 2030.

La ligne aérienne à 220 kV entre **Grynav** et **Siebnen** est remplacée par une nouvelle ligne à 380 kV. Initié avant l'élaboration du PSE, ce projet a fait l'objet d'une PAP de près de dix ans auprès de l'ESTI, qui a transmis le dossier à l'OFEN en octobre 2006. Près de deux ans plus tard, ce dernier a décidé d'approuver les plans, mais cette décision a été attaquée devant le TAF, qui a renvoyé la procédure à l'OFEN et demandé une étude sur l'enfouissement de la ligne ainsi qu'une nouvelle évaluation subséquente du projet. À la demande de Swissgrid, l'OFEN a suspendu la procédure à plusieurs reprises. L'OFEN traite actuellement le dossier d'approbation des plans mis à jour. La réalisation est prévue jusqu'en 2028.

Swissgrid et les CFF déplacent les lignes à haute tension situées dans la plaine uranaise. Fin 2001, Alpiq, qui était alors le propriétaire, a déposé une demande d'approbation des plans pour la rénovation totale du tronçon Ingenbohl-Mettlen de la ligne à 380 kV **Amsteg-Mettlen**. Depuis, une grande partie de la ligne a été rénovée, et le tronçon *Eyschachen bei Altdorf* a été mis en service au printemps 2008. Le tronçon *Lauerz*, qui en est au stade du projet de construction, est encore en suspens. On a pu renoncer à une procédure de PSE, car les conséquences sur l'aménagement du territoire avaient déjà été examinées dans le cadre de la demande de renonciation au PSE ou traitées au niveau cantonal et communal. Les obligations découlant de la renonciation au PSE sont en cours d'élaboration. La réalisation est prévue jusqu'en 2040.

Dans le cadre de sa planification, Swissgrid entend remplacer la ligne aérienne **Airolo-Mettlen** à 220 kV. La planification actuelle du second tube du tunnel routier du Gothard prévoit une galerie technique spécifique, située sous la chaussée (bande d'arrêt d'urgence) en vue du regroupement des infrastructures. Swissgrid y posera la ligne prévue sur une longueur de 18 km, ce qui en fait la ligne haute tension enfouie la plus longue de Suisse. Ce tronçon en était au stade du projet de construction depuis mai 2021 et Swissgrid a déposé la demande d'autorisation de construire auprès de l'ESTI en septembre 2022. On a pu renoncer au PSE, car la ligne est intégrée à une infrastructure existante: l'OFEN a conclu, d'une part, que les critères légaux pour la renonciation au PSE étaient réunis et, d'autre part, qu'une procédure de plan sectoriel n'apporterait aucune valeur ajoutée. D'après les indications de Swissgrid, la nouvelle ligne devrait être opérationnelle en 2029. L'enfouissement permettra de démanteler la ligne aérienne existante sur une distance de 23 km entre le col du Gothard et les gorges de Schöllenen, dans le canton d'Uri (plus de soixante-dix mâts), améliorant ainsi le paysage alpin.

En décembre 2020, Swissgrid a proposé deux corridors de planification différents pour remplacer la ligne à très haute tension existante entre **Marmorera** et **Tinzen** (GR). Le PSE correspondant est en cours. La réalisation est prévue jusqu'en 2032.

(Sources: OFEN/Swissgrid, 2023 / Swissgrid 2015).

4.2 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 objectifs²³. 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.

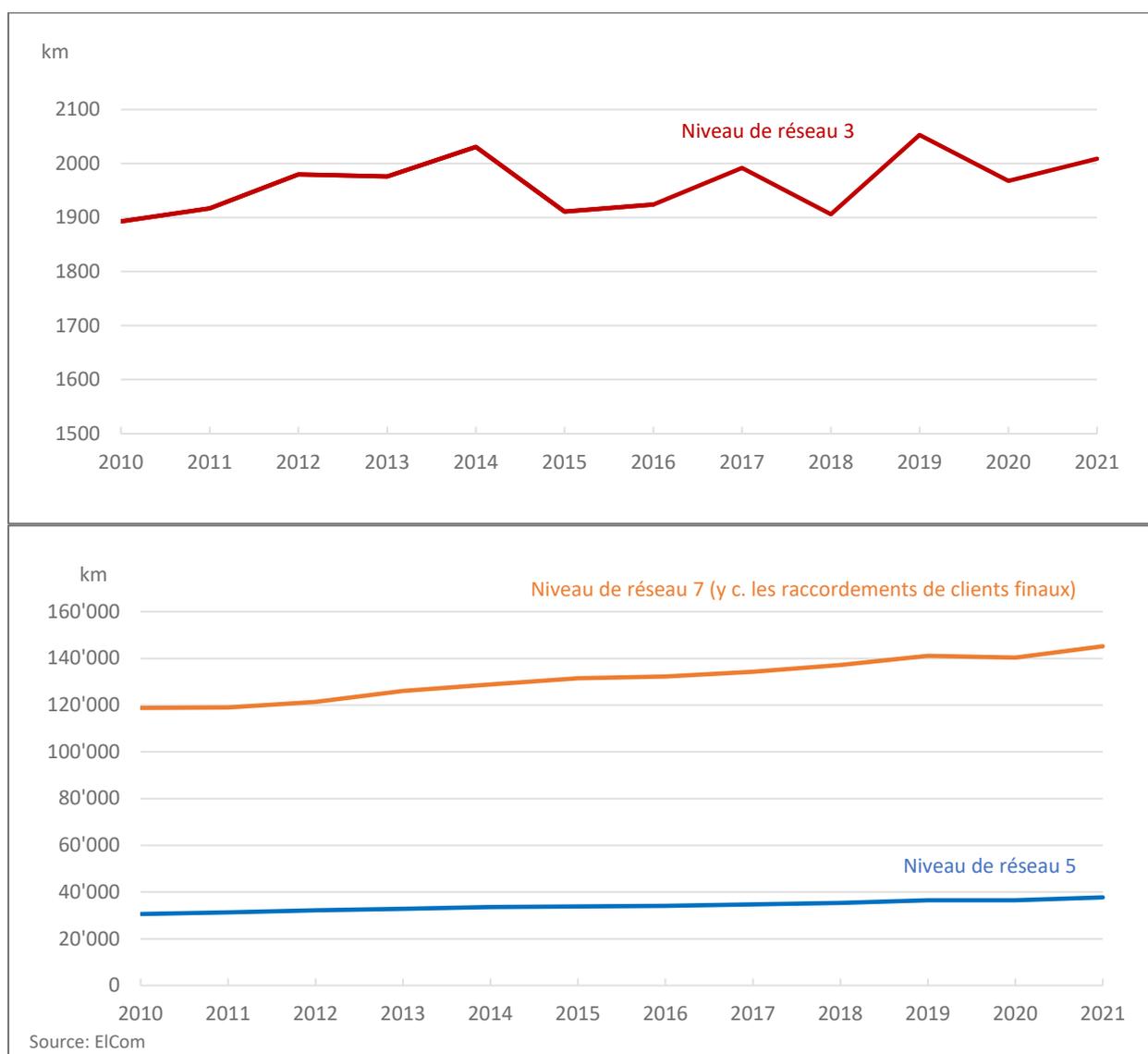


Figure 16: Inventaire des lignes câblées dans le réseau de distribution (en km)

Les lignes câblées du réseau de distribution ont augmenté à tous les niveaux de réseau depuis 2010, bien que dans des proportions diverses, comme le montre la *figure 16*. 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,

²³ Cf. Modèle d'évaluation pour les lignes de transport d'électricité, publié par l'OFEN: [Lignes aériennes ou souterraines \(admin.ch\)](#).

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 rouge 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 «Gäbihubel», 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).

4.3 Investissement dans le réseau et amortissements

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

4.3.1 Investissement dans le réseau de transport et amortissements

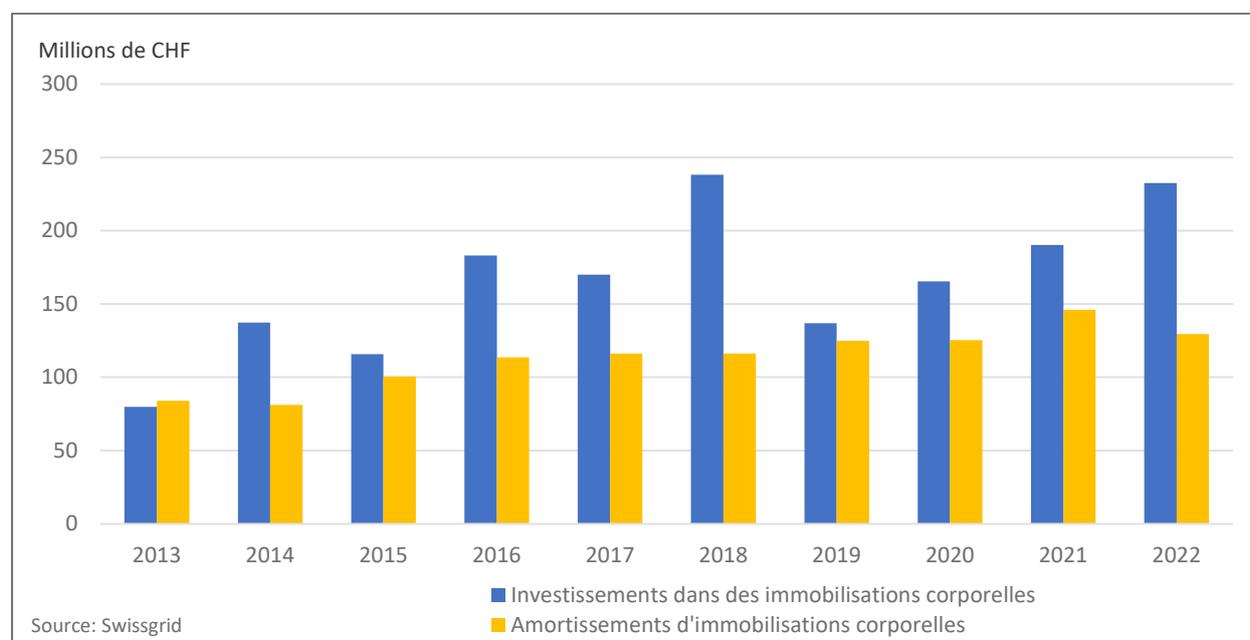


Figure 17: Investissements et amortissements portant sur des immobilisations corporelles du réseau de transport

La *figure 17* présente les investissements réalisés dans les immobilisations corporelles du réseau de transport et les amortissements effectués sur celles-ci. Entre 2013 et 2022, les investissements dans le réseau de transport ont fluctué entre 80 millions et 238 millions de francs par an, tandis que les amortissements oscillaient entre 81 à 146 millions de francs par an. Entre 2013 et 2018, les investissements ont augmenté, avec de légères baisses en 2015 et 2017. La baisse des investissements

en 2019 est due à l'adaptation de la planification des investissements à moyen terme et au report de certains projets. À partir de 2020, les investissements ont de nouveau augmenté. Le montant de certains investissements annuels dans le réseau dépend fortement d'éventuels retards dans les procédures de projets d'extension de réseau du fait d'oppositions. Au cours des années passées, les investissements annuels dans le réseau ont été égaux ou supérieurs aux amortissements. Ces chiffres contiennent, outre les investissements concernant les infrastructures du réseau, les investissements dans les systèmes ainsi que dans les projets de transaction et d'organisation et les investissements d'exploitation (par exemple matériels informatiques) (source: Swissgrid, 2023b).

4.3.2 Investissements dans le réseau de distribution et amortissements

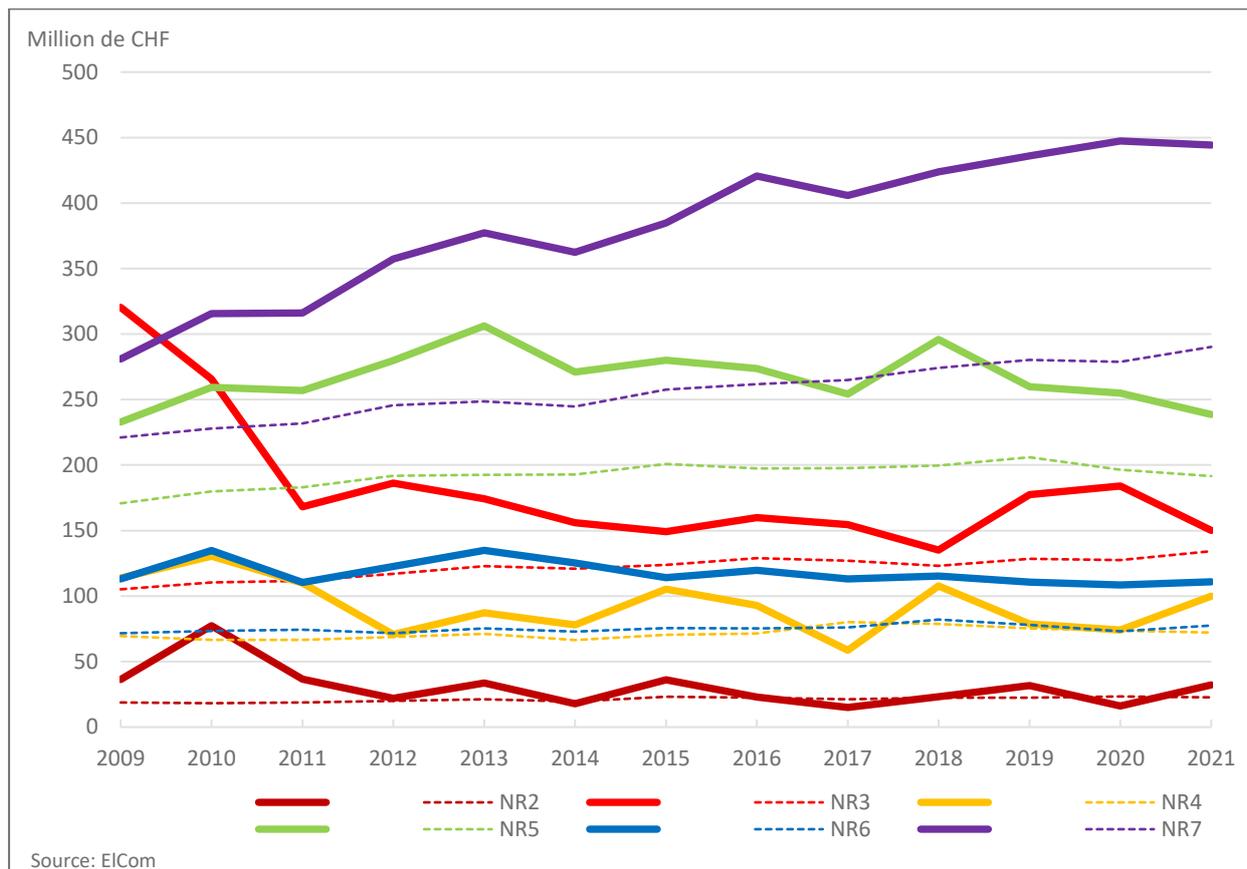


Figure 18: Investissements (en gras) et amortissements (en pointillé) pour les niveaux de réseau 2 à 7 (en millions de CHF)

La *figure 18* montre que les valeurs (nominales) des **investissements** au niveau de réseau 7 ont augmenté entre 2009 et 2021 (à l'échelon des gestionnaires de réseau de distribution dont le soutirage est >100 GWh). Sur la même période, les investissements ont été relativement stables dans les autres niveaux de réseau, mais ils ont cependant parfois enregistré de fortes variations annuelles. S'agissant des **amortissements**, on relève une augmentation aux niveaux de réseau 7 et 3, alors qu'ils restent à peu près stables dans les autres niveaux de réseau. Les amortissements observés par niveau de réseau sont inférieurs aux investissements (à l'exception du niveau de réseau 2 pendant différentes années et du niveau de réseau 4 en 2017). Pour ce qui est de tous les niveaux de réseau (y compris les gestionnaires de réseau de distribution dont le soutirage est <100 GWh), les gestionnaires de réseau ont investi au cours de la période allant de 2017 à 2022 environ 1,4 milliard de francs en moyenne chaque année. Au cours de cette période, les amortissements sont passés de 929 millions de francs à plus de 956 millions de francs. De ce fait, l'excédent d'investissement a augmenté, passant d'environ 419 millions de francs à près de 474 millions de francs. Vu la qualité d'approvisionnement très élevée des réseaux électriques suisses (*cf. chapitre 5.2.5*), également en comparaison internationale, l'EICom considère que l'activité d'investissement dans le réseau de distribution reste suffisante (sources: EICom, 2023a+c).

4.4 Développement de réseaux intelligents

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 indicateurs ci-après montrent l'évolution des principaux composants de ces réseaux intelligents: compteurs intelligents (*smart meters*), outils de régulation de la tension (transformation), nouveaux systèmes de commande et de réglage au service du réseau (flexibilité).

4.4.1 Compteurs intelligents (*smart meters*)

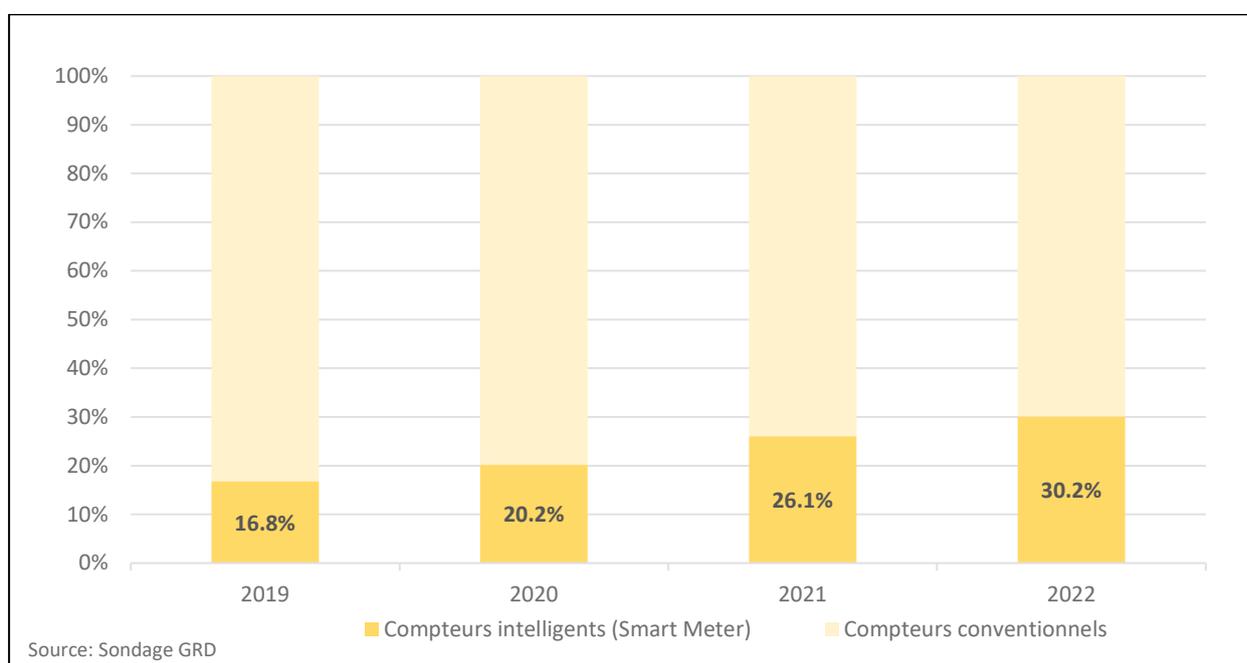


Figure 19: Part des compteurs intelligents par rapport aux compteurs conventionnels²⁴

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 la *figure 19*. Cette part a augmenté de manière continue au cours des dernières années (source: GRD, 2023).

²⁴ Selon enquête auprès des GRD, les données n'ont pas toutes pu faire l'objet d'une plausibilisation.

4.4.2 Outils de régulation de la tension (transformation)

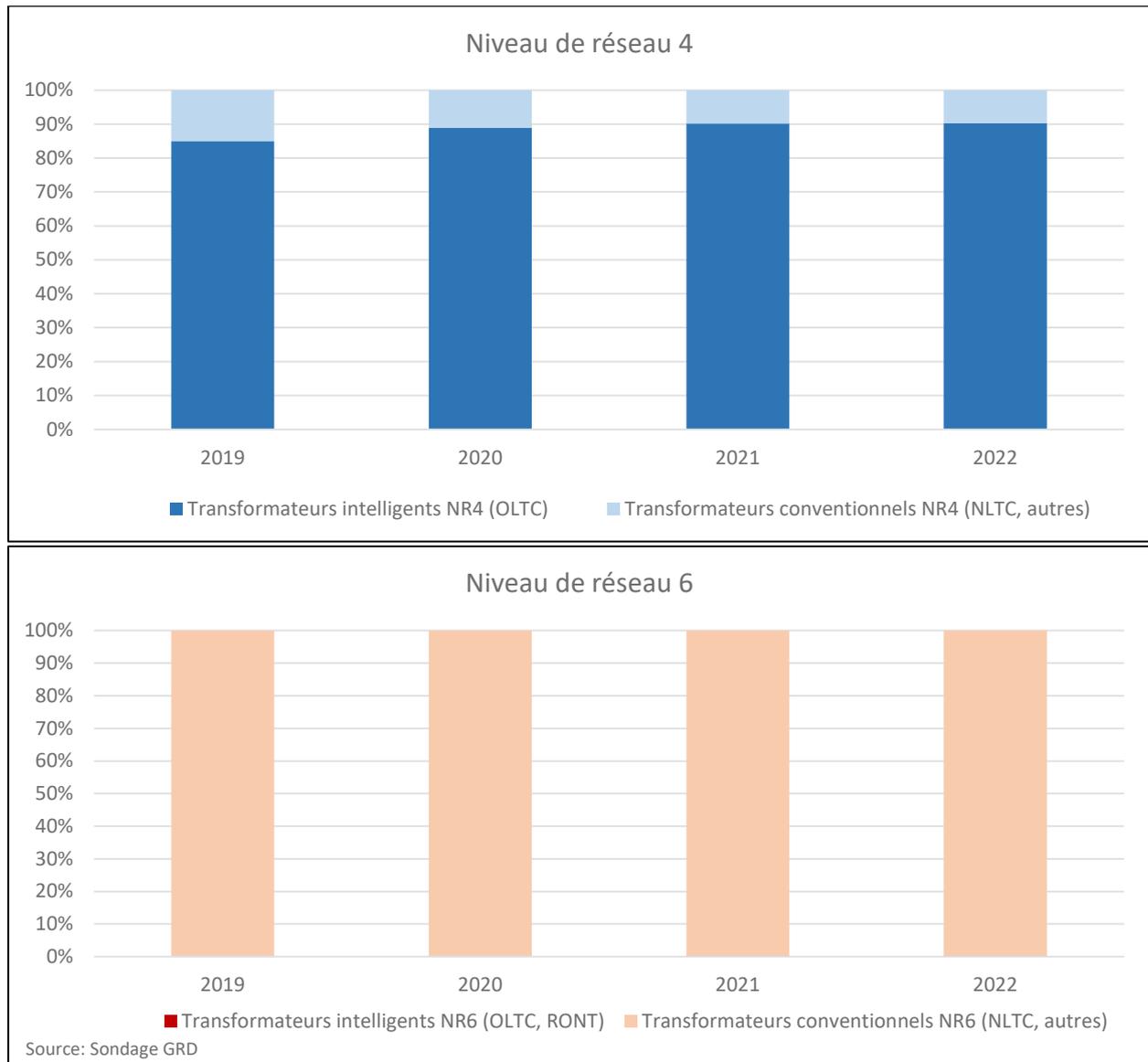


Figure 20: Développement des transformateurs réglables avec régulation de la tension en charge

La transformation intelligente, sur des niveaux de tension inférieurs, de la tension électrique provenant du réseau de moyenne tension est un élément important du réseau intelligent. L'accent est mis sur les gradateurs de réglage qui peuvent modifier en charge le rapport de conversion et réguler ainsi la tension sur le réseau de distribution (On Load Tap Changer, OLTC). Ceux-ci englobent également les transformateurs de réseau local réglables (RONT). Ces éléments permettent, par exemple, une injection renforcée de courant solaire sans que la tension du réseau n'augmente ou ne baisse de manière excessive. Compte tenu de la décentralisation croissante de la production d'électricité, l'utilisation de tels systèmes en particulier sur les niveaux de réseau 4 et 6 est intéressante. D'après les résultats de l'enquête menée auprès des GRD, ces éléments intelligents sont déjà très répandus sur le niveau de réseau 4 (90%), comme l'indique la *figure 20*. Ils jouent un rôle subalterne sur le niveau de réseau 6. En 2022, près de 100 transformateurs intelligents étaient en service contre environ 60 000 transformateurs conventionnels (moins de 1%, non visible sur le graphique). Les transformateurs conventionnels sans gradateur de réglage et ceux qui ne régulent pas la tension en charge (No Load Tap Changer, NLTC) dominent donc encore sur le niveau de réseau 6 (source: GRD, 2023).

4.4.3 Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)

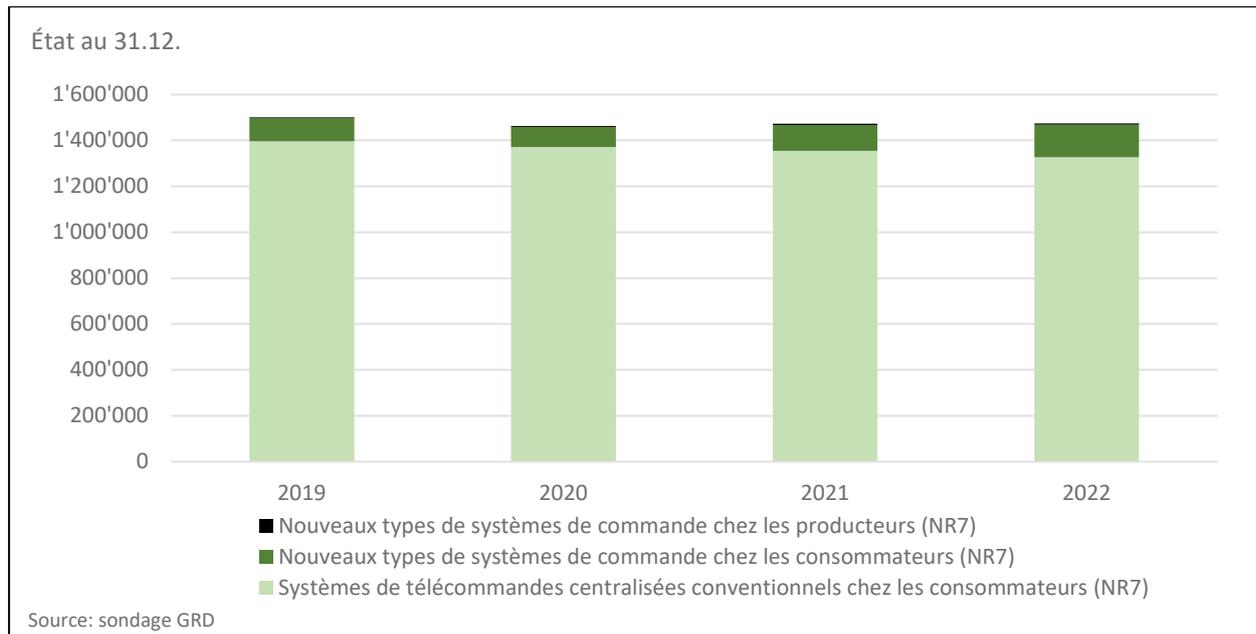


Figure 21: Systèmes de commande et de réglage sur les niveaux de réseau les plus bas en 2019 (source: enquête auprès des GRD)

L'utilisation de systèmes intelligents de commande et de réglage chez les consommateurs finaux et les producteurs est une autre caractéristique principale des réseaux intelligents. Le marché et le réseau bénéficient alors d'une flexibilité accrue, qui est nécessaire pour compenser les fluctuations des énergies renouvelables. Par utilisation de la flexibilité au service du réseau, on entend le pilotage de l'injection d'énergie électrique et de la consommation par le gestionnaire du réseau. Le monitoring observe, du côté de la charge, des systèmes de commande novateurs au service du réseau chez les consommateurs d'électricité et des systèmes conventionnels de télécommandes centralisées ainsi que, du côté de la production, des systèmes de commande innovants au service du réseau chez les producteurs d'électricité du niveau de réseau 7 le plus bas. Le gestionnaire du réseau peut piloter lui-même ces installations. Comme l'indique la *figure 21*, l'utilisation de systèmes conventionnels de télécommandes centralisées a légèrement baissé depuis 2019 chez les consommateurs d'électricité, d'après les informations des gestionnaires de réseau. Du côté des producteurs d'électricité, les nouveaux systèmes de commande n'ont cessé d'augmenter faiblement depuis 2019 (passant de quelque 3300 à près de 5600 en 2022). (Source: GRD, 2023).

5 Champ thématique 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. S’agissant d’évaluer la sécurité de l’approvisionnement en énergie, le monitoring se concentre sur les agents énergétiques dont le volume est prépondérant pour la Suisse: l’électricité, le pétrole et le gaz naturel. Il convient cependant de garder à l’esprit que la Suisse doit décarboner à plus long terme son approvisionnement en énergie pour atteindre ses objectifs climatiques. La sécurité de l’approvisionnement dépend fondamentalement du système global, qui dépasse les frontières suisses s’agissant de l’approvisionnement en électricité, en gaz et en pétrole. En outre, l’efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables indigènes, les infrastructures énergétiques et les prix de l’énergie jouent un rôle dans la sécurité de l’approvisionnement. Ces aspects sont traités dans le cadre des champs thématiques correspondants.

5.1 Vue d’ensemble

5.1.1 Diversification de l’approvisionnement énergétique

La diversification de l’approvisionnement en énergie joue un rôle important en vue de la sécurité de l’approvisionnement. Un mix énergétique équilibré réduit la dépendance envers les différents agents énergétiques et diminue ainsi la vulnérabilité de l’ensemble du système en cas d’interruption totale ou partielle de l’approvisionnement d’un agent énergétique. C’est pourquoi le monitoring analyse la manière dont la diversification de l’approvisionnement énergétique évolue. À cet effet, deux sous-indicateurs retiennent en particulier l’attention: du côté de la consommation, la répartition de la consommation énergétique finale par agents énergétiques; du côté de la production, le domaine de l’électricité est examiné de plus près en ventilant la production d’électricité par type de production. Les fluctuations annuelles peuvent également être causées par les conditions météorologiques ou par la situation économique.

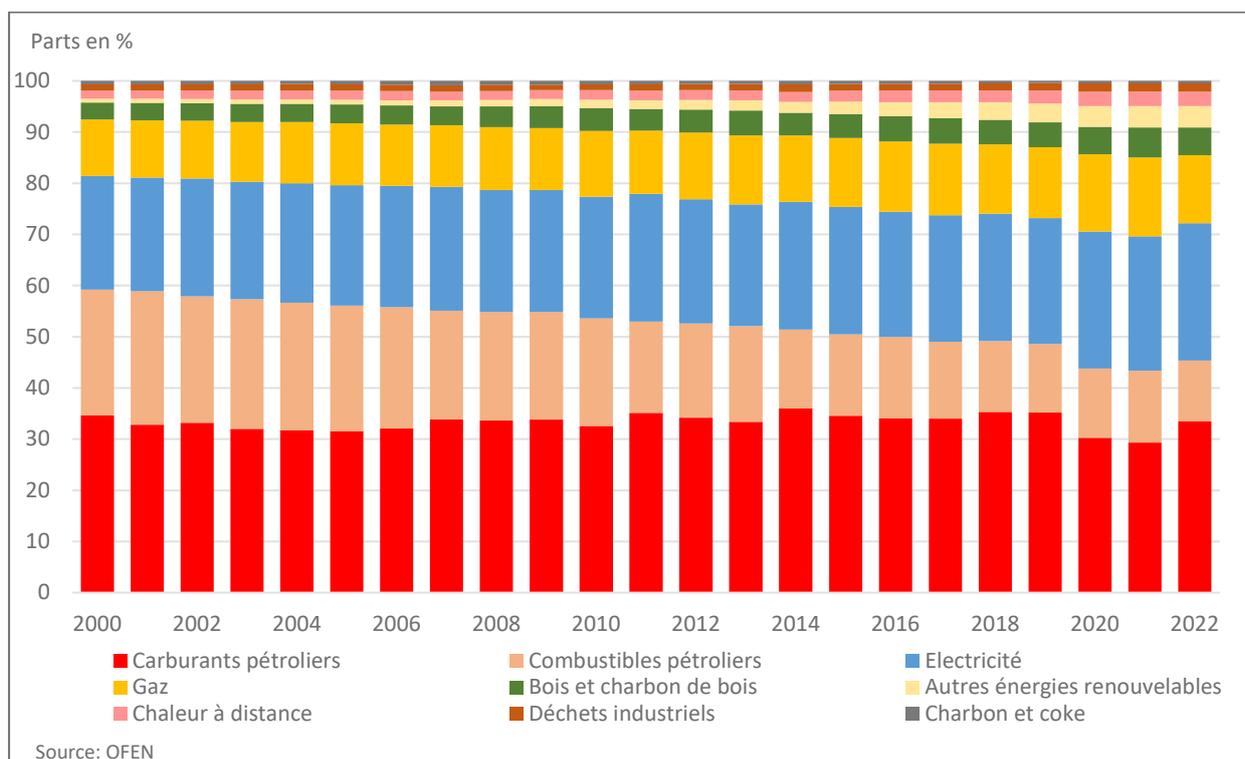


Figure 162: Diversification de l’approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale

La *figure 22* 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 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).

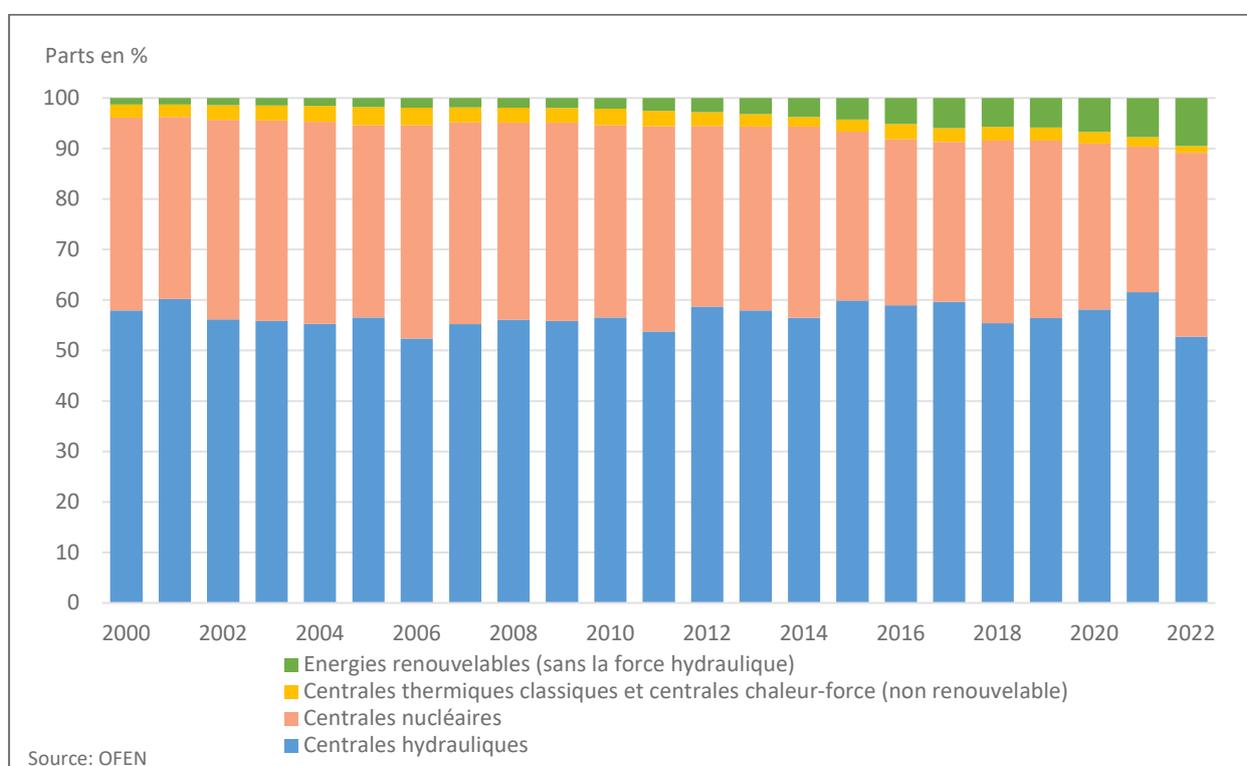


Figure 173 : Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques

La *figure 23* illustre l'évolution des parts des divers types de production d'électricité. Elle montre que l'électricité produite en Suisse provient pour une part prépondérante des centrales hydroélectriques (env. 53%) et des centrales nucléaires (env. 36%). Ces proportions sont restées relativement stables entre l'an 2000 et 2022 en dépit des fluctuations annuelles. En raison des faibles précipitations durant le printemps et l'été 2022 et de l'hiver précédent peu enneigé, la part de production des centrales hydrauliques a nettement diminué par rapport à l'année précédente (-8,7%). Ce recul a en grande partie été compensé par la production plus élevée des centrales nucléaires (+7,5%). Dans l'intervalle, la proportion de la production électrique issue des nouvelles énergies renouvelables a augmenté (2022: 9,5%). Cette évolution tend à élargir la diversification, la production non renouvelable issue des centrales thermiques classiques diminuant en revanche légèrement (2022: 1,4%). Fondamentalement, le mix de production électrique suisse (forte proportion de force hydraulique fiable et partiellement flexible, possibilité de stockage à long terme des combustibles nucléaires et de l'électricité en ruban provenant du nucléaire, production électrique indigène en hausse grâce aux nouvelles énergies renouvelables) influence favorablement la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Il ne faut pas confondre la production électrique indigène

avec le mix des fournisseurs: le mix des fournisseurs, qui représente l'origine de l'électricité consommée, contient également les importations d'électricité. S'agissant du mix de production, il faut considérer que l'électricité n'est pas exclusivement consommée à l'intérieur du pays et qu'une part est aussi exportée (source: OFEN, 2023a+c).

5.1.2 Dépendance vis-à-vis de l'étranger

L'approvisionnement énergétique de la Suisse se caractérise par une forte dépendance envers l'étranger. Cette dépendance peut être réduite en développant les énergies renouvelables et en améliorant l'efficacité énergétique. La Suisse continue de faire partie du marché énergétique mondial, l'autarcie énergétique n'étant pas recherchée. Mais la Stratégie énergétique 2050 doit contribuer à diminuer globalement la forte dépendance envers l'étranger observée actuellement. Afin d'analyser la dépendance vis-à-vis de l'étranger, le monitoring prend en considération, par analogie au système d'indicateurs MONET pour le développement durable, l'évolution des importations énergétiques brutes (solde importateur d'agents énergétiques et de combustibles nucléaires²⁵) et simultanément la quantité d'énergie produite dans le pays. Cet indicateur correspondant au rapport entre l'énergie produite dans le pays et l'énergie importée, il révèle la dépendance de la Suisse à l'égard des importations d'énergie.

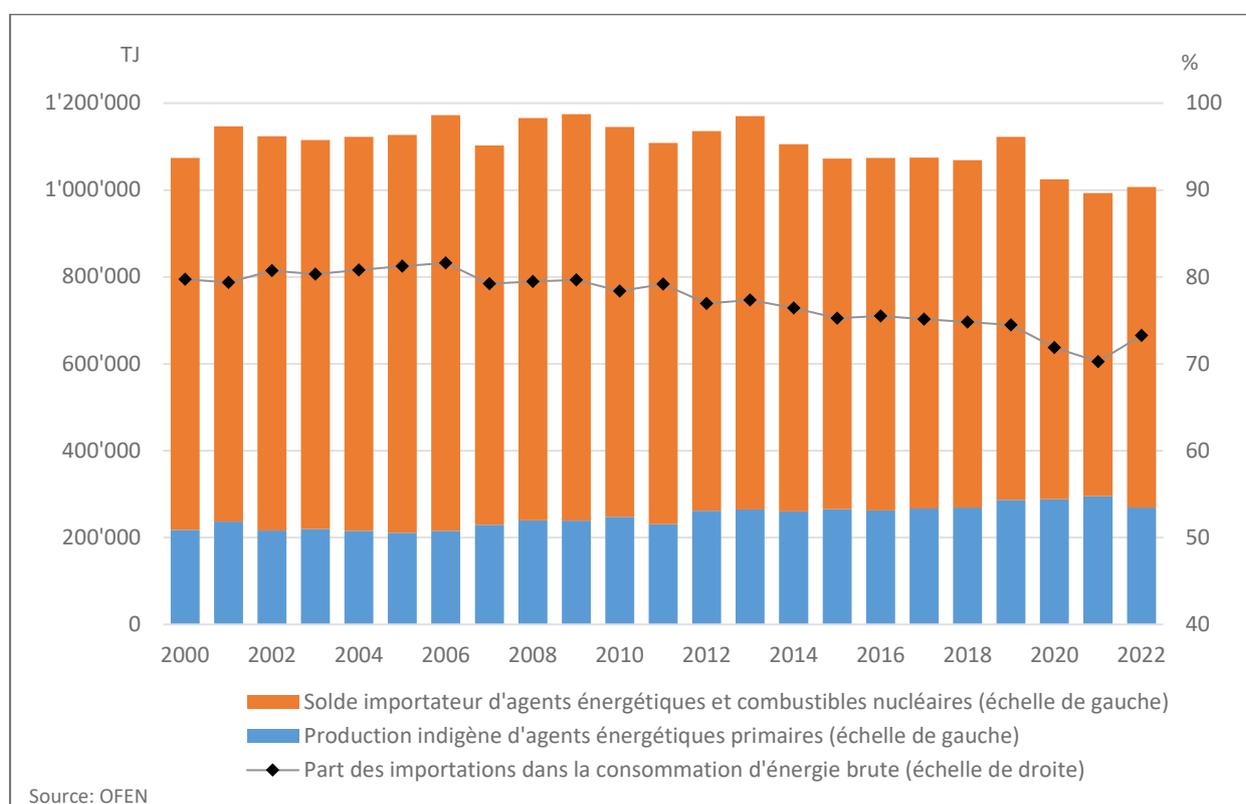


Figure 184 : Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)

La *figure 24* 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

²⁵ Conformément aux conventions internationales, s'agissant de combustibles nucléaires, on ne retient pas l'électricité produite, mais l'énergie thermique produite à un taux d'efficacité de 33%.

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.

S'agissant du **pétrole**, la Suisse dépend totalement des importations. Cette dépendance est en partie relativisée par les bonnes possibilités de stockage dans de vastes citernes sur le territoire national et par la diversification des sources (*cf. chap. Sécurité de l'approvisionnement en pétrole*). S'agissant du **gaz naturel**, la sécurité de l'approvisionnement est également caractérisée par une dépendance complète envers l'étranger. Il convient cependant de relativiser cette dernière en raison du bon raccordement de la Suisse au réseau européen de gazoducs et de l'accès du pays à des marchés de gros liquides dans les pays voisins. Les installations bicom bustibles, l'obligation connexe de stockage de mazout à titre suppléatif et la possibilité d'importer du gaz depuis l'Italie grâce au flux inversé (*reverse flow*) contribuent également à garantir l'approvisionnement en gaz (*cf. chap. Sécurité de l'approvisionnement en gaz*). En principe, le gaz peut aussi être stocké, mais notre pays ne dispose pas pour l'heure de grandes installations de stockage de gaz susceptibles d'assurer l'approvisionnement au-delà de quelques heures ou jours. Quant à l'**électricité**, la Suisse dépend principalement des importations pendant l'hiver. Cet aspect est examiné dans le sous-chapitre suivant, «Sécurité de l'approvisionnement en électricité» (sources: OFEN 2023a / OFS/OFEV/ARE, 2023).

5.2 Sécurité de l'approvisionnement en électricité

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 fédérale 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), 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'EICOM a également actualisé ses analyses sur la sécurité de l'approvisionnement en 2025.

En outre, le monitoring de la Stratégie énergétique 2050 renvoie à d'autres études sur l'adéquation du système qui adoptent une approche systémique de la sécurité de l'approvisionnement en électricité. À titre complémentaire, le monitoring présente des indicateurs choisis tirés du rapport «La sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse», établi par l'EICOM, et d'autres sources. Le thème de la sécurité de l'approvisionnement en électricité est étroitement lié au champ thématique «Développement du réseau» qui présente d'autres indicateurs.

5.2.1 Adéquation du système et capacité de production hivernale

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’EiCom 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 reporter 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 au système, 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 sera réduite de 35%, mais qu’il y 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, 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/EICCom/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 insuffisances de couverture 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 la 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 pénurie ou difficulté d'approvisionnement dans les années à venir, même si les centrales nucléaires suisses ne sont pas disponibles.
- 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 fédérale 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, même en l'absence de coopération avec l'Europe. 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).

En complément, l'association ENTSO-E qui regroupe les gestionnaires européens de réseau de transport d'électricité publie chaque année une évaluation de l'adéquation des ressources électriques européennes (European Resource Adequacy Assessment ERAA). Les analyses de 2022 ne révèlent aucune difficulté d'approvisionnement importante pour la Suisse à l'horizon 2030, les marges de sécurité étant toutefois

moindres par rapport à de précédentes analyses. La sécurité d’approvisionnement ayant un aspect régional, il demeure important que la Suisse reste bien intégrée dans l’ensemble du système européen. Le rapport conclut également que la réduction des capacités d’échange entre la Suisse et les pays voisins a un impact négatif sur la Suisse et les pays environnants. Pour éviter qu’il y ait une réduction des capacités d’échange, Swissgrid a conclu un contrat technique avec la zone de calcul de capacité «Italy North²⁶» et œuvre à un contrat technique avec la zone de calcul de capacité «CORE²⁷». L’ERAA 2023 sera publié en décembre 2023. (Source: ENTSO-E, 2022).

En 2023, l’EiCom 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’EiCom 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 de stress élaborés dans la dernière analyse de 2021²⁸ 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’EiCom 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 terme. Deux indicateurs ont été relevés: premièrement, comme dans le dernier document de référence de l’EiCom, 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’EiCom 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’EiCom 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, 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:

²⁶ Italie, France, Autriche et Slovaquie

²⁷ Autriche, Belgique, Croatie, République tchèque, France, Allemagne, Hongrie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Roumanie, Slovaquie et Slovaquie

²⁸ Frontier Economics (2021): Analyse de la collaboration CH - UE dans le domaine de l’électricité.

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 Thermatel 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).

5.2.2 Production électrique, importation et consommation au cours de l'année

En raison de la configuration du parc de centrales électriques sur le territoire national, la production électrique suisse, considérée au cours de l'année, atteint son maximum en été, lorsqu'en particulier la production électrique des centrales au fil de l'eau est élevée. Durant la période estivale, la part des centrales nucléaires est régulièrement plus faible en raison des révisions. La consommation nationale atteint son maximum en hiver en raison du besoin d'énergie plus important pour chauffer les locaux. L'indicateur suivant illustre ces relations au cours de l'année civile 2022 tout en présentant les importations physiques.

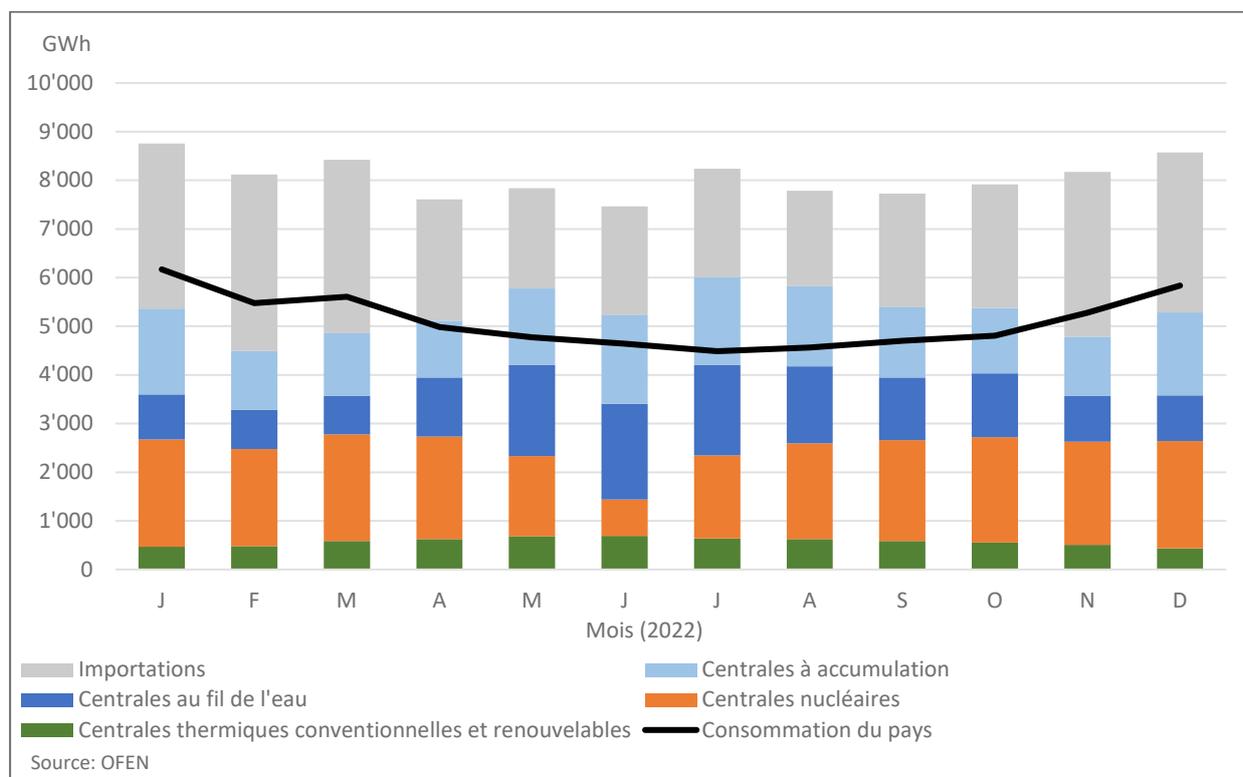


Figure 195: Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2022

L'analyse mensuelle montre que la Suisse produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme pendant les mois d'été (cf. *figure 25*). De ce fait, pendant la période estivale, la Suisse exporte plus d'électricité qu'elle n'en importe. En revanche, pendant les mois d'hiver, la production électrique indigène ne suffit pas à couvrir la consommation nationale d'électricité, de sorte que la Suisse présente un solde importateur. En 2022, la production des centrales hydrauliques a notamment été très faible en raison de l'hiver 2021/22 peu enneigé et des précipitations peu importantes au printemps. En conséquence, la consommation nationale n'a pas pu être couverte, ou a pu à peine être couverte par la production indigène durant les mois de mars et d'avril (source: OFEN, 2023c).

Le dashboard de l'énergie proposé par l'OFEN donne des chiffres-clés importants concernant la situation actuelle en matière d'approvisionnement énergétique (www.dashboardenergie.ch).

5.2.3 Capacité d'importation

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

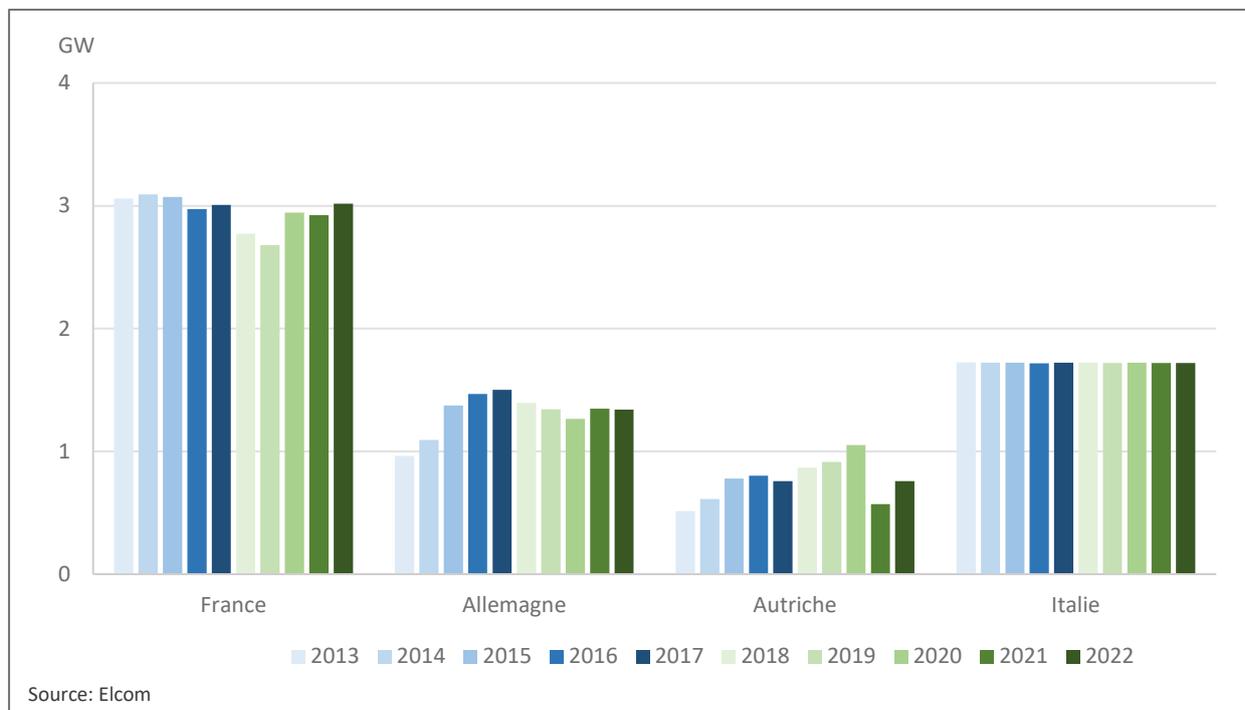


Figure 206: Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)

La *figure 26* illustre la moyenne horaire annuelle des capacités d'importation à chacune des quatre frontières nationales de la Suisse (la capacité de la Principauté de Lichtenstein est intégrée dans celle à la frontière avec l'Autriche). À la frontière nord (Autriche, Allemagne, France), la capacité d'importation en provenance de France a légèrement progressé en 2022, tandis que celle en provenance d'Allemagne a enregistré un faible recul. Cette baisse a néanmoins pu être compensée par la hausse de la capacité d'importation en provenance d'Autriche, dont le marché de gros est découplé du marché allemand depuis octobre 2018. D'une manière générale, la capacité d'importation à la frontière nord a quelque peu augmenté par rapport à 2021. À l'inverse, la capacité d'importation en provenance d'Italie est restée, en moyenne, relativement stable. Jusqu'à présent, dans des situations normales, celle-ci est encore considérée comme moins pertinente pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse que la capacité d'importation à la frontière nord. Avec la volatilité croissante des marchés et la sortie du nucléaire et du charbon en Allemagne, les importations en provenance d'Italie gagneront également en importance à l'avenir, notamment en raison de l'arrêt de la centrale nucléaire de Fessenheim en France en 2020 et de la centrale de Mühleberg fin 2019 en Suisse (source: Elcom, 2023a).

5.2.4 Charge N-1 sur le réseau de transport

Le respect du critère N-1 est un paramètre essentiel pour l'exploitation du réseau de transport. Ce critère veut qu'en cas de défaillance d'un élément quelconque du réseau, les valeurs de charge des éléments restants ne dépassent pas 100%. Cette analyse repose non pas sur la charge effective du réseau mais sur une simulation consistant à calculer la charge hypothétique du réseau en cas de défaillance d'un de ses éléments essentiels. Ce calcul est l'un des principaux fondements de la gestion système, tant du point de vue préventif que pour l'adoption de mesures curatives. Ces simulations sont répétées toutes les cinq minutes. Si un élément du réseau dépasse la valeur limite pendant une durée déterminée, ce cas est

attribué soit à la catégorie «rouge», soit à la catégorie «jaune». Pour la catégorie «rouge», l'élément du réseau doit être sollicité à plus de 120% pendant plus de 30 minutes. Pour la catégorie «jaune», l'élément du réseau doit être sollicité soit entre 100 et 120% pendant au moins 30 minutes, soit à plus de 120% pendant 15 à 30 minutes. La *figure 27* montre la somme en minutes de tous les éléments du réseau dans la catégorie respective.

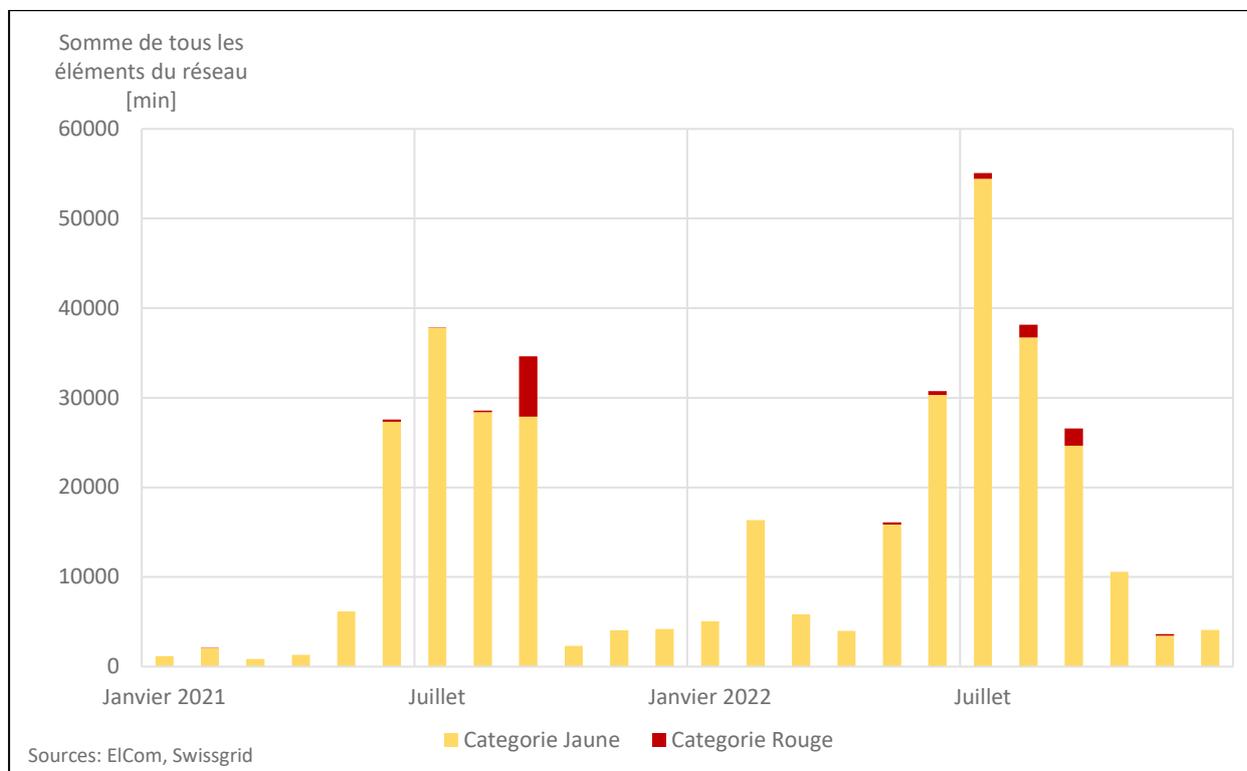


Figure 217: Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport

Par rapport au dernier rapport de monitoring, la systématique d'enregistrement de la charge du réseau a été adaptée. Étant donné qu'une comparaison graphique des deux méthodes ne serait pas significative, le présent rapport commence avec une nouvelle série chronologique.

Une comparaison saisonnière montre que les valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sont plus élevées durant les mois d'été que durant les mois d'hiver. Cette hausse est, d'une part, due à la mise hors service d'éléments du réseau afin d'en assurer la maintenance et, d'autre part, au fait que les températures élevées de l'été réduisent les performances du réseau électrique. Les violations importantes du critère N-1 en septembre 2021 sont dues à des flux de charge élevés en direction de l'Italie. Des mesures de redispatching international ont permis d'y remédier.

5.2.5 Qualité de l'approvisionnement/disponibilité du réseau

L'ElCom suit et analyse depuis 2010 l'évolution de la qualité de l'approvisionnement sur les principaux réseaux de distribution de la Suisse. Conformément à la norme internationale, toutes les coupures d'approvisionnement électrique d'une durée égale ou supérieure à trois minutes sont enregistrées. L'analyse repose sur l'indice SAIDI («System Average Interruption Duration Index»), usuel sur le plan international, qui indique la durée annuelle moyenne pendant laquelle un consommateur final a été privé de courant en raison d'une coupure de l'approvisionnement en électricité. On distingue les coupures planifiées (p. ex. les interruptions aux fins d'entretien des installations, que le gestionnaire de réseau annonce au moins 24 heures à l'avance) des coupures non planifiées (par exemple causées par un événement naturel, une défaillance humaine, un incident d'exploitation, une intervention de tiers ou un cas de force majeure). L'examen de la qualité de l'approvisionnement se concentre sur les coupures non planifiées.

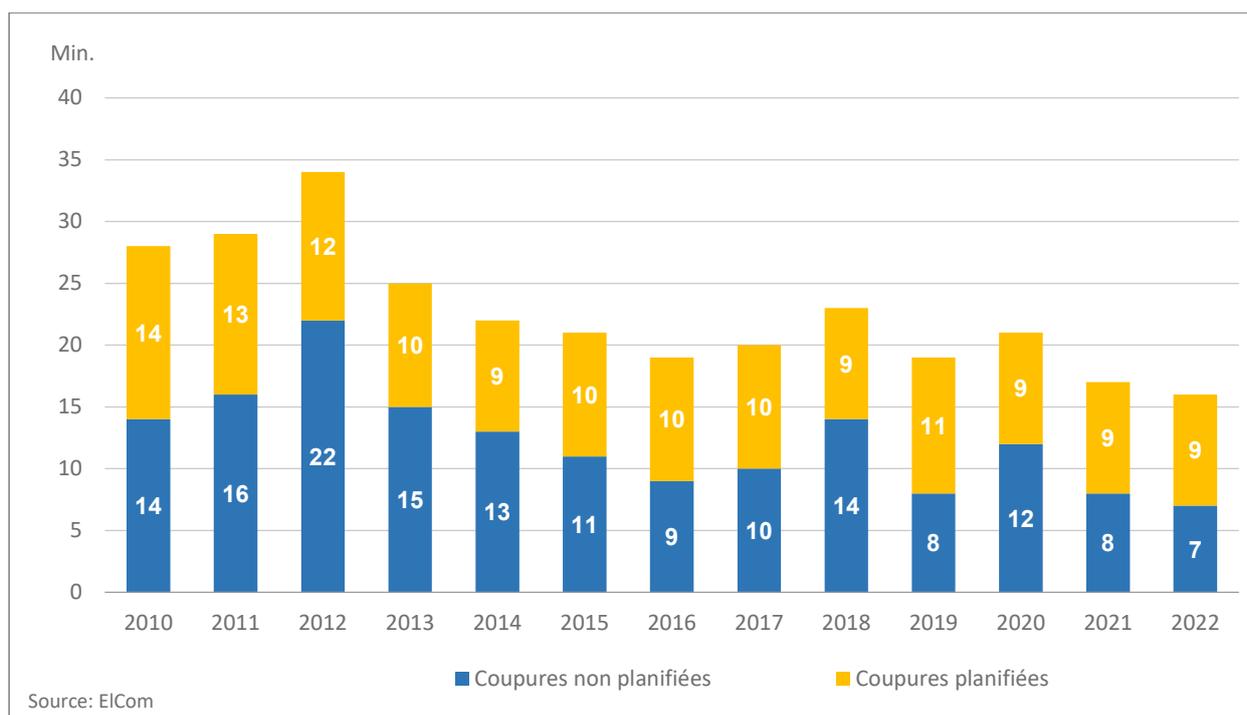


Figure 22: Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI)

En 2022, la durée moyenne d'interruption par consommateur final en Suisse était globalement de 16 minutes (cf. *figure 28*), soit une baisse d'une minute par rapport à l'année précédente. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures planifiées était identique à celle de l'année précédente et s'inscrivait à neuf minutes par consommateur final. La durée moyenne d'interruption en raison de coupures non planifiées était de sept minutes, ce qui reste satisfaisant. Elle était une minute plus élevée l'année précédente. Sur le long terme, il en résulte une évolution positive de l'indice SAIDI en Suisse au cours des treize dernières années. L'amélioration de l'indice SAIDI au cours des années 2014, 2015 et 2016 par rapport aux années précédentes (2010 à 2013) s'explique principalement par la diminution des coupures dues aux événements naturels et aux causes relevant de l'exploitation. En 2018, les minutes d'interruption liées aux coupures non planifiées ont légèrement progressé, principalement à cause de la tempête Éléonor (également appelée Burglind) en janvier de cette même année. Il y a eu en 2019 beaucoup moins de coupures non planifiées. L'année 2020 s'inscrit dans la moyenne de la statistique sur la qualité de l'approvisionnement électrique. Depuis 2020, les coupures diminuent à nouveau quelque peu. Selon les informations officielles du Conseil des régulateurs européens de l'énergie («Council of European Energy Regulators», CEER), la Suisse fait partie des pays disposant de la meilleure qualité d'approvisionnement en Europe²⁹ (sources: ElCom, 2023a+2023f).

²⁹ Cf. «7th CEER-ECRB Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply 2022»

5.3 Sécurité de l’approvisionnement en gaz

Les incertitudes sur les marchés du gaz suite à l’intervention militaire de la Russie en Ukraine ne ressortent pas des deux indicateurs suivants et sont abordées ailleurs dans le rapport de monitoring (*cf. en particulier les chapitres 6 Dépenses et prix, 9 Environnement international et 2 Introduction*). En mai 2023, le Conseil fédéral a créé un cadre qui permet à l’Approvisionnement économique du pays de mettre en place et d’exploiter un système de monitoring dans le domaine du gaz. Cela permettra de suivre la situation d’approvisionnement à court terme et d’intervenir plus rapidement en cas de pénurie de gaz. Les indicateurs «Installations bicomcombustibles» et «Normes relatives aux infrastructures» restent néanmoins importants et pertinents pour le monitoring de la sécurité de l’approvisionnement en gaz en Suisse.

La Suisse est bien intégrée au réseau de transport européen de gaz naturel. Son intégration est essentielle pour la sécurité de l’approvisionnement en gaz du pays. Après l’intervention militaire de la Russie en Ukraine, le Conseil fédéral a pris plusieurs mesures afin de garantir la sécurité de l’approvisionnement en gaz à court terme (*cf. encadré au chapitre 2*). Déjà en 2009, suite à la crise du gaz entre l’Ukraine et la Russie, l’UE a renforcé sa gestion des crises du gaz. Elle a notamment institué à cet effet un «groupe de coordination gaz naturel» (Groupe de coordination pour le gaz, GCG) auquel la Suisse a participé jusqu’en 2020. Le règlement UE n° 994/2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l’approvisionnement en gaz naturel obligeait les États membres de l’UE à réaliser une évaluation des risques affectant leur approvisionnement en gaz naturel et à établir un plan d’action préventif et un plan d’urgence. Afin d’améliorer la sécurité de l’approvisionnement de la Suisse et de coopérer avec le GCG, l’OFEN a établi deux rapports conformément aux directives européennes; sur la base de l’«Évaluation des risques liés à l’approvisionnement en gaz naturel de la Suisse», il a élaboré un plan d’action préventif et un plan d’urgence pour le gaz naturel (OFEN, 2014+2016)³⁰. Dans le domaine du gaz, le monitoring observe certains indicateurs issus de ces rapports.

5.3.1 Installations bicomcombustibles

Les clients finaux pouvant changer de combustible disposent d’installations bicomcombustibles qui, en cas de besoin, permettent de passer du gaz naturel aux produits pétroliers (en général, le mazout extraléger), principalement dans le domaine industriel. Comme la Suisse ne dispose ni de sa propre production de gaz naturel ni de grandes installations de stockage de gaz, les installations bicomcombustibles représentent un élément pour la sécurité de l’approvisionnement en gaz du pays³¹. Si nécessaire, la consommation de gaz des gros consommateurs peut être remplacée par du mazout, afin de continuer à assurer l’approvisionnement en gaz des autres consommateurs. Des réserves obligatoires de mazout sont constituées en Suisse en remplacement du gaz pour les installations bicomcombustibles (*cf. encadré p. 65*), afin de couvrir environ quatre mois et demi de consommation de gaz naturel de ces installations au cas où les approvisionnements en pétrole et en gaz naturel seraient simultanément perturbés.

³⁰ Le règlement a été révisé fin 2017 (règlement UE n°2017/1938). La révision comprend principalement une coopération plus intensive entre les États membres de l’UE et ne considère guère les États tiers. Par conséquent, à ce stade, la Suisse n’a pas mis à jour son évaluation des risques et ses plans d’action préventifs et d’urgence. Elle continue cependant à suivre les activités dans ce domaine.

³¹ Les installations bicomcombustibles servent aussi à augmenter la flexibilité dans l’acquisition de gaz naturel et permettent une optimisation des coûts. Ces installations sont également utilisées pour optimiser la stabilité du réseau.

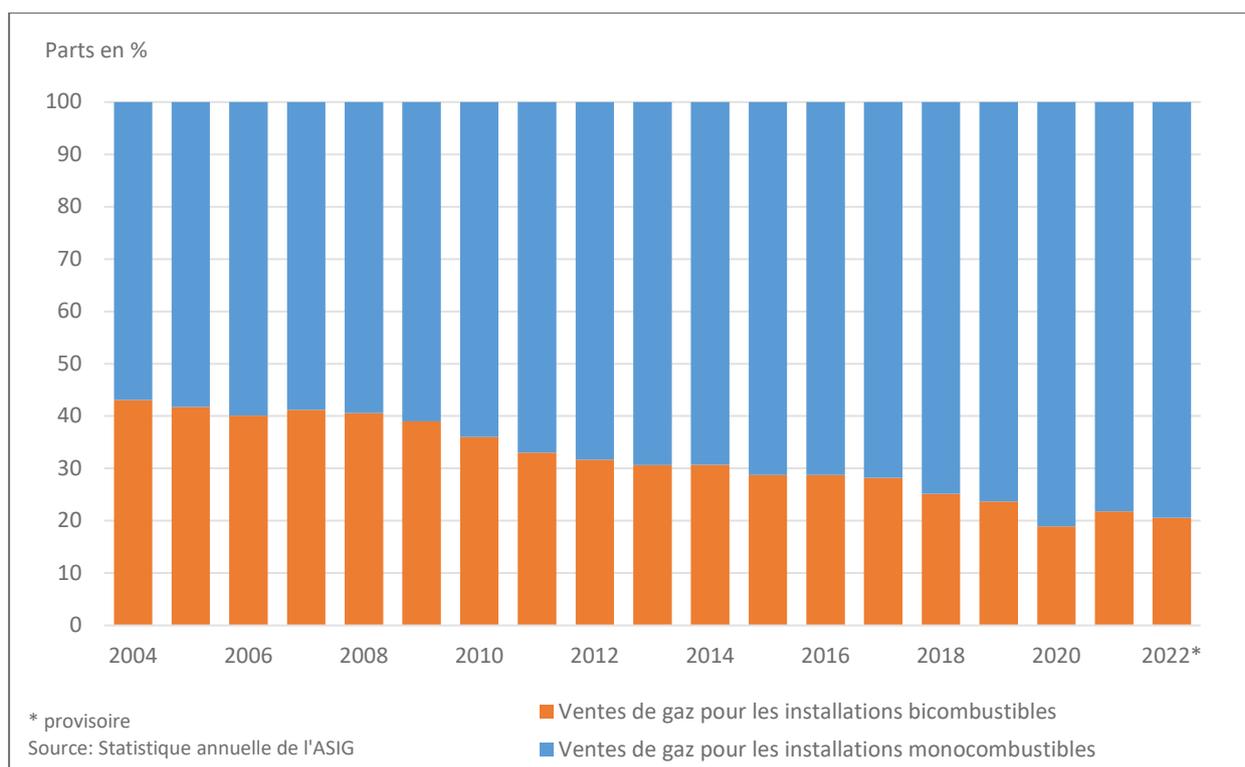


Figure 239: Ventes de gaz pour les installations mono- et bicombustibles (parts en%)

Actuellement, environ 20% de la consommation annuelle de gaz en Suisse peuvent être substitués à court terme par du mazout grâce aux installations bicombustibles. Ce pourcentage diminue toutefois lors de basses températures, si les clients de gaz naturel dotés d'une installation bicombustible sont déjà passés du gaz au mazout en vertu d'une convention contractuelle ou de manière volontaire en raison de l'évolution des prix. La part du gaz vendue en Suisse pour les installations bicombustibles est élevée en comparaison mondiale. Mais elle a diminué de manière constante jusqu'en 2019, comme le montre la *figure 29*. En 2020, la baisse est particulièrement prononcée, car la production dans l'industrie (où se trouvent la plupart des installations bicombustibles) a diminué en raison de la pandémie. En 2021, la part a de nouveau quelque peu augmenté en raison de la relance de l'activité commerciale dans les entreprises. Le léger recul en 2022 pourrait être dû au fait que le passage volontaire au mazout chez les clients bicombustibles (en raison de la différence de prix entre le gaz naturel et le mazout) a influencé davantage les ventes de gaz que d'autres facteurs (par exemple: campagne d'économies d'énergie, températures douces). En effet, les prix élevés résultant de la guerre en Ukraine et la recommandation du Conseil fédéral de changer de combustible ont incité certains clients à passer au mazout. En collaboration avec l'industrie gazière, l'Approvisionnement économique du pays examine actuellement des mesures supplémentaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement même si les conditions-cadre venaient à changer (sources: ASIG, 2022 / Conseil fédéral 2022d).

5.3.2 Normes relatives aux infrastructures

Les normes relatives aux infrastructures permettent d'évaluer dans quelle mesure le système d'approvisionnement en gaz serait capable de couvrir la demande de l'ensemble de la Suisse pendant une journée de demande exceptionnellement élevée (froide journée d'hiver) – dont la probabilité statistique est d'une fois en vingt ans – même en cas de défaillance du plus grand point d'injection (examen N-1). Cette évaluation ne permet pas d'estimer la situation actuelle de l'approvisionnement en gaz. La Suisse calcule ces normes conformément aux dispositions correspondantes du règlement de l'UE et une analyse a été publiée pour la première fois en 2014 (OFEN, 2014)³². Les régions qui ne sont pas ou que très peu raccordées au reste du réseau suisse de gaz naturel (comme le Tessin) ne sont pas considérées dans le calcul

³² Comme les composantes de la formule N-1 ont été révisées, les valeurs présentées dans le présent rapport de monitoring pour 2011/2012 et 2012/2013 s'écartent légèrement de celles du rapport sur l'évaluation des risques de 2014.

de la valeur N-1. L'évaluation des normes relatives aux infrastructures ne tient compte que de la capacité d'injection technique et ignore le pays de destination final du gaz injecté (défini selon les contrats de livraison). Même si les capacités techniques sont disponibles, il est possible que les capacités réservées commercialement soient insuffisantes pour l'approvisionnement de la Suisse. Une grande partie du gaz transporté en Suisse par le gazoduc de transit n'est pas destinée au marché intérieur. De même, d'autres gazoducs de transport acheminent du gaz destiné à l'étranger. En général, l'indicateur est mis à jour tous les deux ans.

Période de référence (semestres d'hiver) ³³	N-1 Demande totale de la Suisse	N-1 Demande des clients monocombustibles (ne pouvant pas passer au mazout)
2011/2012 2012/2013	151%	227%
2013/2014 2014/2015	152%	216%
2016/2017 2017/2018	235% (128%)	327% (178%)
2018/19 2019/20	244%	329%
2020/21 2021/22	257%	345%

Figure 24: Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (Sources: Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN)

Le critère N-1 est rempli si le résultat du calcul atteint au moins 100%. Comme la *figure 30* l'indique, cette condition était remplie durant les cinq périodes considérées (semestres d'hiver), tant pour la demande totale «maximale» (c'est-à-dire sans passage au mazout) que pour la demande «maximale» des clients équipés d'une installation monocombustible (pas de possibilité de passer au mazout). Les deux premières valeurs N-1 calculées se situent dans un même ordre de grandeur. S'agissant des trois périodes calculées suivantes, les valeurs N-1 sont bien plus élevées: depuis août 2017, il est possible selon Swissgas de transporter du gaz d'Italie via le col du Gries également de manière physique grâce au flux inversé («reverse flow»). Puisque cette possibilité ne s'applique pas à toute la période de référence (2016/17 et 2017/18), une valeur sans le flux inversé est également indiquée entre parenthèses³⁴. De même, la mise hors service depuis fin septembre 2017 du gazoduc transeuropéen TENP I et par conséquent la réduction d'environ 50% des capacités de sortie d'Allemagne vers la Suisse à Wallbach (AG) à la frontière allemande ont également été considérées dans les calculs les plus récents, étant donné que les capacités de soutirage allemandes à Wallbach sont en fait déterminantes pour les capacités d'injection suisses. La différence entre les trois dernières périodes peut s'expliquer par une légère hausse des capacités de stockage et d'injection (sources: Swissgas et ASIG, 2022 / calculs de l'OFEN).

³³ Une période de référence de deux semestres d'hiver correspond à la pratique éprouvée des fournisseurs de gaz pour adapter la demande de gaz en fonction des effets des températures. En ce qui concerne les capacités, les données disponibles les plus récentes de la période de référence sont utilisées.

³⁴ Grâce au flux inversé, le col du Gries devient le plus grand point d'injection. En l'absence du flux inversé, comme pour les deux premières périodes de calcul, Wallbach est le plus grand point d'injection.

5.4 Sécurité de l’approvisionnement en pétrole

5.4.1 Diversification des moyens de transport

Le pétrole brut et les produits pétroliers comme l’essence, le diesel ou le mazout sont acheminés par diverses voies en Suisse, où ils sont distribués. Les principales voies d’importation se situent surtout dans la partie ouest du pays: à Bâle avec la navigation rhénane et dans les cantons raccordés à des oléoducs³⁵. Des importations s’effectuent aussi par le rail et par camion. La distribution fine à l’intérieur du pays se fait principalement par camion. La diversification des moyens et voies de transport pertinents – oléoduc, bateau, rail ou route – revêt donc une importance cruciale pour évaluer la sécurité de l’approvisionnement en pétrole de la Suisse. L’indicateur montre l’évolution des parts d’importation de pétrole couvertes par les divers moyens de transport.

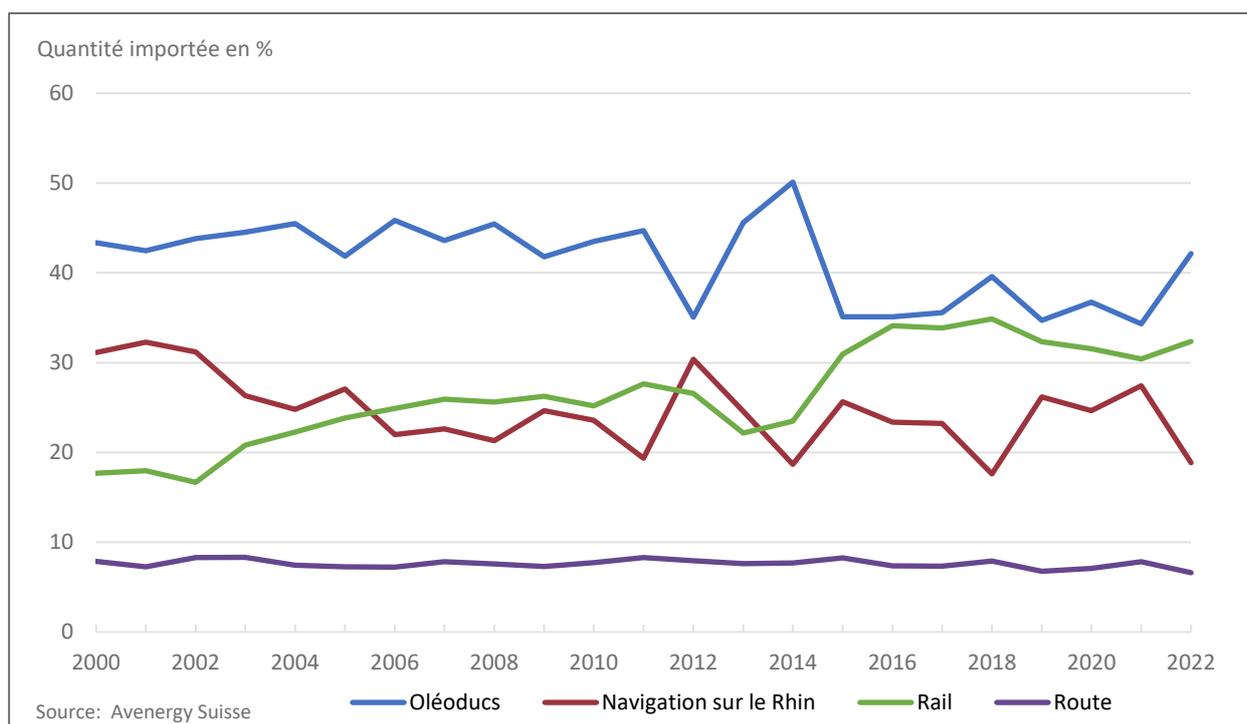


Figure 25: Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en %)

La *figure 31* montre que les parts respectives des moyens de transport sont restées relativement stables entre 2003 et 2010 s’agissant de l’importation de pétrole (pétrole brut et produits). Par contre, en 2011, les transports sur le Rhin ont régressé de 20% par rapport à l’année précédente. Cette diminution s’explique par l’interdiction de naviguer sur le fleuve pendant tout le mois de janvier en raison d’un accident de navire et par les niveaux d’eau extrêmement bas en mai et en novembre. En 2012, suite à l’arrêt de l’exploitation de la raffinerie de Cressier (NE) pendant environ six mois, les importations de pétrole brut par oléoduc ont baissé d’environ un quart. Près de 60% de produits pétroliers supplémentaires ont été transportés par le Rhin pour compenser cette perte de production. Les importations de pétrole brut par oléoduc ont nettement baissé en 2015: l’arrêt de la production à la raffinerie de Collombey, au milieu du mois de mars 2015, a induit une augmentation des importations de produits finis, qui sont davantage acheminés par le rail et la voie rhénane. À l’automne 2018, le niveau historiquement bas du Rhin à la suite de la sécheresse durable a fortement affecté les importations réalisées via ce fleuve. La Confédération a donc autorisé des prélèvements provisoires sur les réserves obligatoires de diesel, d’essence et de kérosène pour surmonter ces difficultés d’approvisionnement. À partir de 2019, la situation est revenue à la normale sur le Rhin et l’utilisation des moyens de transport est restée stable jusqu’en 2021. En 2022, des niveaux des eaux historiquement bas ont à nouveau affecté les importations par le Rhin. L’hiver 2021/2022 avait déjà été très doux et sec, n’apportant que peu de neige dans

³⁵ Oléoduc du Jura neuchâtelois OJNSA (NE), oléoduc multi-produit SAPPRO (GE; Marseille-Genève/Vernier).

les Alpes et par conséquent de faibles quantités d'eau de fonte. Qui plus est, l'intervention militaire de la Russie en Ukraine a généré de grandes incertitudes et des hausses de prix, d'où une certaine retenue concernant les importations au cours du premier semestre. Les précipitations enregistrées au printemps et en particulier durant l'été ont été inférieures à la moyenne, avec des températures élevées, ce qui s'est traduit par un niveau des eaux du Rhin extrêmement bas au milieu du mois d'août. Les importations de pétrole brut par le Rhin ont donc diminué de près d'un tiers par rapport à 2021. En contrepartie, les importations par les oléoducs et par la route ont augmenté, ce qui n'a toutefois pas permis de compenser entièrement la baisse des quantités importées par le Rhin. Les problèmes logistiques concernant le transport de produits pétroliers vers la Suisse ont été renforcés par les difficultés au niveau du trafic ferroviaire transfrontalier et les grèves en France. L'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) a donc permis le recours aux réserves obligatoires durant l'été et l'automne 2022 (découvert temporaire dans les réserves obligatoires). Fin 2022, un recours aux réserves obligatoires a été autorisé afin de compenser les quantités manquantes de kérosène. La situation de l'approvisionnement en produits pétroliers s'étant normalisée à l'automne 2023, l'OFAE a annoncé la fermeture des réserves obligatoires de produits pétroliers au 15 octobre 2023. En 2022, les parts afférentes aux divers moyens de transport étaient les suivantes: 42,1% pour les oléoducs, 32,4% pour le rail, 18,9% pour la navigation rhénane et 6,6% pour la route (la part du transport aérien est négligeable). Les moyens de transport sont donc largement diversifiés et substituables pour certains, ce qui influence positivement la sécurité de l'approvisionnement. De plus, si l'approvisionnement est perturbé, la Suisse est en mesure de couvrir intégralement la consommation des principaux produits pétroliers pendant au moins 3 (kérosène) ou 4,5 mois (mazout, essence, diesel) grâce à ses importantes réserves obligatoires (cf. encadré p. 65) (sources: Avenergy Suisse, 2023, OFAE, 2023a+b+c+d).

5.4.2 Portefeuille d'importation de pétrole brut

L'une des stratégies visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique dans le domaine pétrolier consiste à largement diversifier le portefeuille d'importation du pétrole. Un approvisionnement diversifié induit une plus forte résistance de la chaîne d'approvisionnement et, de ce fait, une meilleure sécurité d'approvisionnement. L'indicateur suivant ventile les importations de pétrole brut par pays de provenance³⁶.

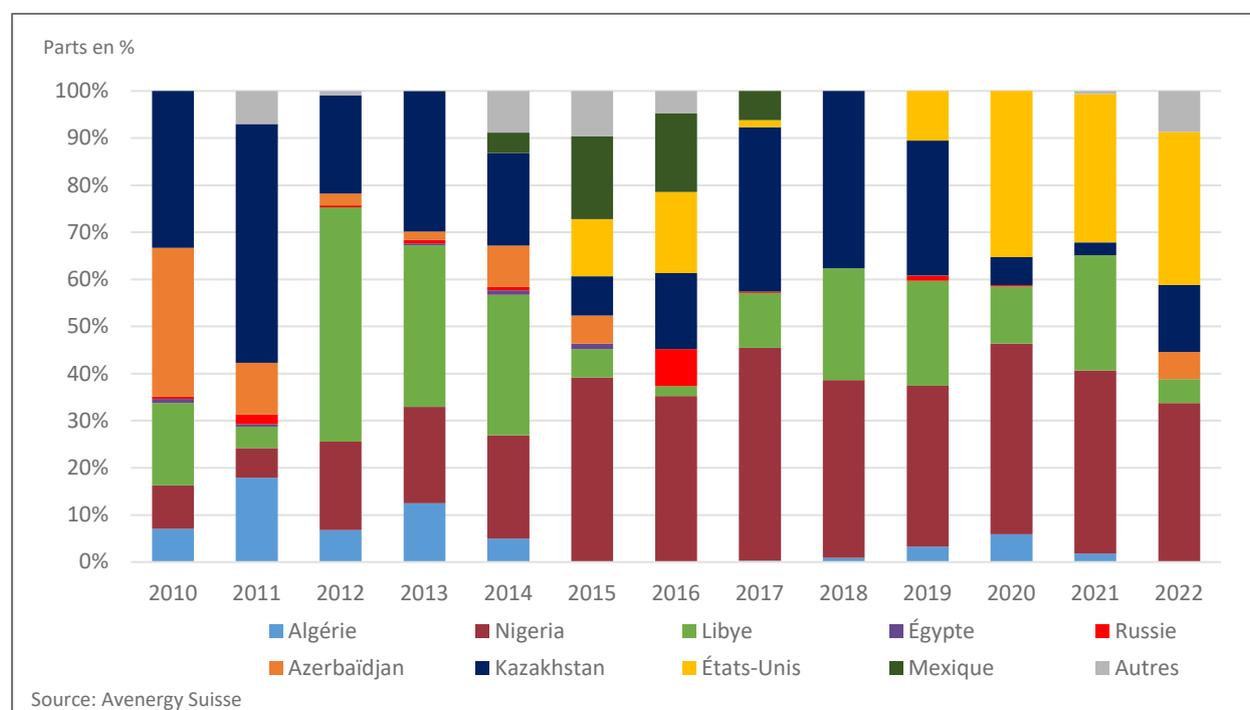


Figure 262: Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)

³⁶ La Suisse importe pratiquement exclusivement les *produits pétroliers* de pays de l'UE. L'origine et la quantité de pétrole brut importé sous-jacente ne peuvent pas être déterminées avec précision.

En 2022, le Nigéria et les États-Unis étaient les principaux fournisseurs de pétrole brut, suivis par le Kazakhstan, l'Azerbaïdjan et la Libye. En 2022, le pétrole brut a donc principalement été importé depuis cinq pays. Les parts des pays producteurs dans le portefeuille d'importation de pétrole brut de la Suisse ont fortement fluctué ces dernières années (cf. figure 32). À partir de 2009, par exemple, les importations de Libye se sont effondrées suite à des différends diplomatiques et des troubles politiques et ont notamment été remplacées par des importations depuis le Kazakhstan, l'Azerbaïdjan et l'Algérie. Entre 2012 et 2014, la Libye était de nouveau le principal fournisseur de pétrole brut de la Suisse. Le Nigéria occupe cette position depuis 2015, les importations de Libye s'étant une nouvelle fois effondrées, avant de se rétablir quelque peu en 2017. En 2018, 2019 et 2021, les importations de Libye se classaient en troisième position au niveau de l'ensemble des importations de pétrole brut. En 2015, 2016 et depuis 2019, la Suisse a importé en outre une part notable de pétrole brut des États-Unis. Depuis 2010, le pétrole russe ne joue plus un grand rôle au niveau de l'approvisionnement de la Suisse. Les grands changements survenus dans les importations suisses de pétrole brut montrent la flexibilité de l'approvisionnement sur le marché du pétrole (source: Avenergy Suisse, 2023).

5.4.3 Importations de pétrole brut et de produits pétroliers

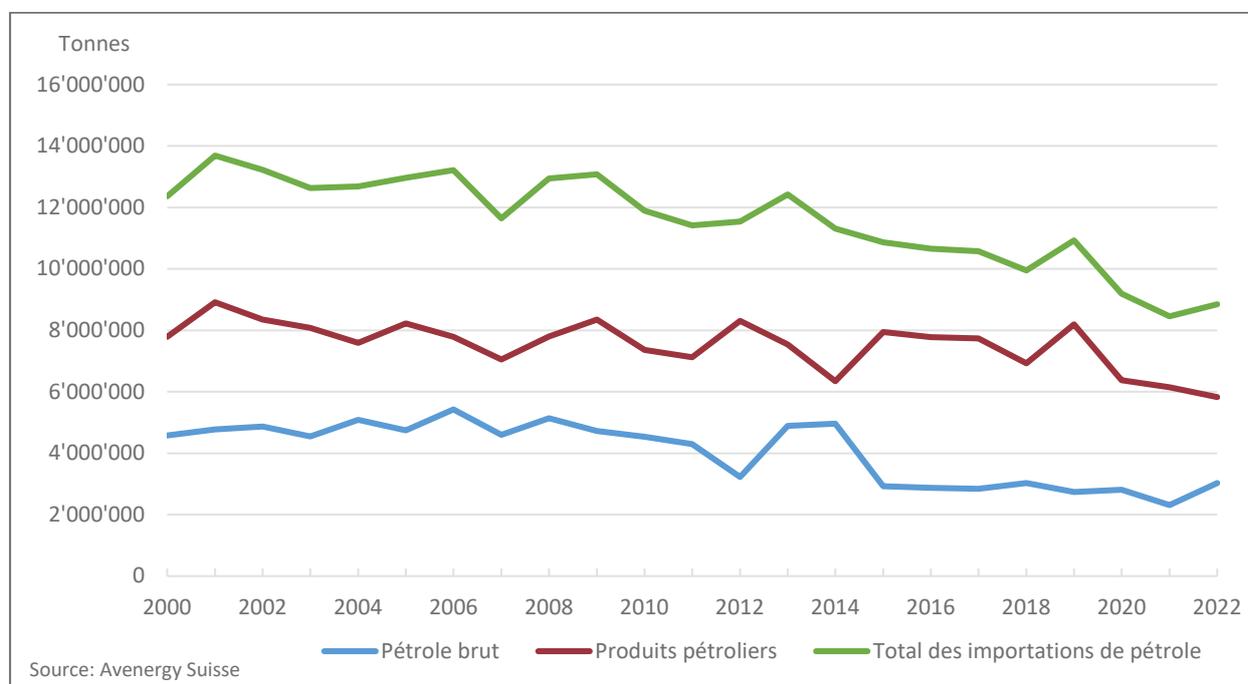


Figure 273: Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières

Comme le montre la figure 33, les importations pétrolières globales tendent à baisser depuis l'an 2000 (courbe verte). En 2018, elles sont passées juste au-dessous de la barre des 10 millions de tonnes pour la première fois depuis 1970, confirmant ainsi une tendance à long terme. Cette baisse peut s'expliquer par des effets de substitution (le gaz ou les pompes à chaleur remplacent le mazout), par les mesures d'efficacité énergétique, par la consommation croissante de carburants biogènes, par la diminution des degrés-jours de chauffage, par le progrès technologique et par des mesures politiques (étiquette-énergie pour les voitures de tourisme, taxe sur le CO₂ grevant les combustibles fossiles). En 2019, les importations ont augmenté par rapport à l'année précédente, car il a fallu compenser le recours aux réserves obligatoires autorisé à l'automne 2018 (en raison des moindres importations suite au bas niveau historique des eaux), en particulier concernant les réserves de diesel. Les importations de mazout ont également augmenté. En 2020, les importations de produits pétroliers ont chuté de plus de 22%, principalement en raison de la pandémie de COVID-19 et de la baisse de la demande qui en a résulté. En 2021, cette tendance s'est poursuivie. Malgré des températures plus froides, les importations de pétrole brut et de produits pétroliers ont baissé de 8%. En 2022, les importations de pétrole brut ont augmenté de près d'un tiers par rapport à l'année précédente, tandis que les importations de produits pétroliers ont continué à baisser. En raison des températures très élevées, les importations de mazout ont continué à diminuer.

De son côté, le secteur de l'aviation a en revanche connu une nette reprise l'année dernière: les importations de kérosène ont augmenté de 70% par rapport à 2021, les ventes ayant même progressé de 76%. Les conditions météorologiques, la conjoncture et l'évolution des prix sont tenus pour être à l'origine des fluctuations à court terme. Globalement, le pétrole et ses produits dérivés demeurent un agent énergétique important (environ 45% de la consommation finale d'énergie, *cf. figure 22*). Mais en l'occurrence ici également, la sécurité de l'approvisionnement est garantie malgré la dépendance de l'étranger, la Suisse étant intégrée dans un marché mondial qui fonctionne bien et qui peut normalement compenser les fluctuations à court terme. Fondamentalement, disposer de ses propres raffineries représente un avantage pour la Suisse, mais une fermeture éventuelle ne menacerait pas l'approvisionnement du pays en combustibles et carburants fossiles, puisqu'il est possible d'importer la totalité des produits pétroliers finis (en 2022, 99,6% des produits finis provenaient de l'UE). Des volumes supplémentaires de produits pétroliers ont toutefois dû être importés par les modes de transport existants (navigation rhénane, rail, route, oléoduc SAPPRO) (*cf. chapitre 5.4.1*). En cas d'indisponibilité de la seule raffinerie suisse en exploitation située à Cressier, l'Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays (OFAE) s'attend à des manques de capacités à court terme dans la logistique de l'approvisionnement en pétrole, en particulier si des problèmes d'approvisionnement devaient simultanément frapper l'oléoduc SAPPRO et/ou la navigation sur le Rhin. En cas d'urgence, il serait toutefois possible de recourir temporairement aux vastes réserves obligatoires constituées en Suisse pour compenser un éventuel manque de produits pétroliers pendant plusieurs mois (*cf. encadré*) (sources: Avenenergy Suisse, 2023, OFAE, 2023d).

Stockage obligatoire de produits pétroliers

Les réserves obligatoires de produits pétroliers servent à approvisionner le pays sans interruption avec ces agents énergétiques au cas où l'approvisionnement de la Suisse serait entravé. Les causes possibles d'une perturbation de l'approvisionnement sont nombreuses: de la rupture des importations due à des troubles dans les pays de production aux perturbations des voies de transport ou de la navigation sur le Rhin en raison du niveau bas ou élevé des eaux ou d'une défectuosité des écluses, en passant par l'indisponibilité des raffineries ou des oléoducs et les perturbations des réseaux logistiques et des technologies de l'information et de la communication (TIC). Cependant, l'expérience montre qu'une combinaison d'événements dommageables affectant les infrastructures logistiques ou TIC est nécessaire pour qu'une importante pénurie survienne en Suisse. S'agissant des produits pétroliers, le défi de l'approvisionnement consiste à les importer de manière sûre en quantités suffisantes et de les distribuer en Suisse. Le stockage obligatoire de produits pétroliers joue donc un rôle important pour pallier les ruptures d'importations prolongées (en semaines voire en mois). Le volume des réserves obligatoires de produits pétroliers (y compris les stocks obligatoires visant à suppléer le gaz naturel) dépend de la couverture des besoins visée³⁷. Le volume des réserves obligatoires de produits pétroliers et ses variations dépendent par conséquent directement de la consommation indigène.

³⁷ En sa qualité de membre de l'AIE, la Suisse doit pourvoir à des stocks suffisants pour couvrir la consommation intérieure de produits pétroliers pendant au moins 90 jours. Pour la plupart des produits, la Suisse va au-delà de ces exigences, puisque, notamment, elle n'a pas d'accès direct à la mer (essence pour les voitures: 4,5 mois, kérosène: 3 mois, diesel: 4,5 mois, mazout: 4,5 mois, mazout extra-léger pour suppléer au gaz naturel dans les installations bicombustibles: 4,5 mois).

6 Champ thématique Dépense 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. Les indicateurs de ce champ thématique couvrent le développement jusqu'à fin 2022. En raison de la forte augmentation des prix du négoce de l'énergie en Europe suite à l'intervention militaire de la Russie en Ukraine, l'année 2022 a laissé des traces importantes tant au niveau des prix pour les clientes et clients finaux que des dépenses en énergie. Cela se manifeste en particulier pour le pétrole et le gaz. Certaines augmentations de coûts et de prix, dues aux dépenses supplémentaires pour garantir la sécurité de l'approvisionnement, seront intégrées dans les prix de détail seulement dans les années à venir, en raison de la répercussion différée des coûts sur les clientes et clients finaux. Cela devrait surtout concerner le secteur de l'électricité.

6.1 Dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie

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

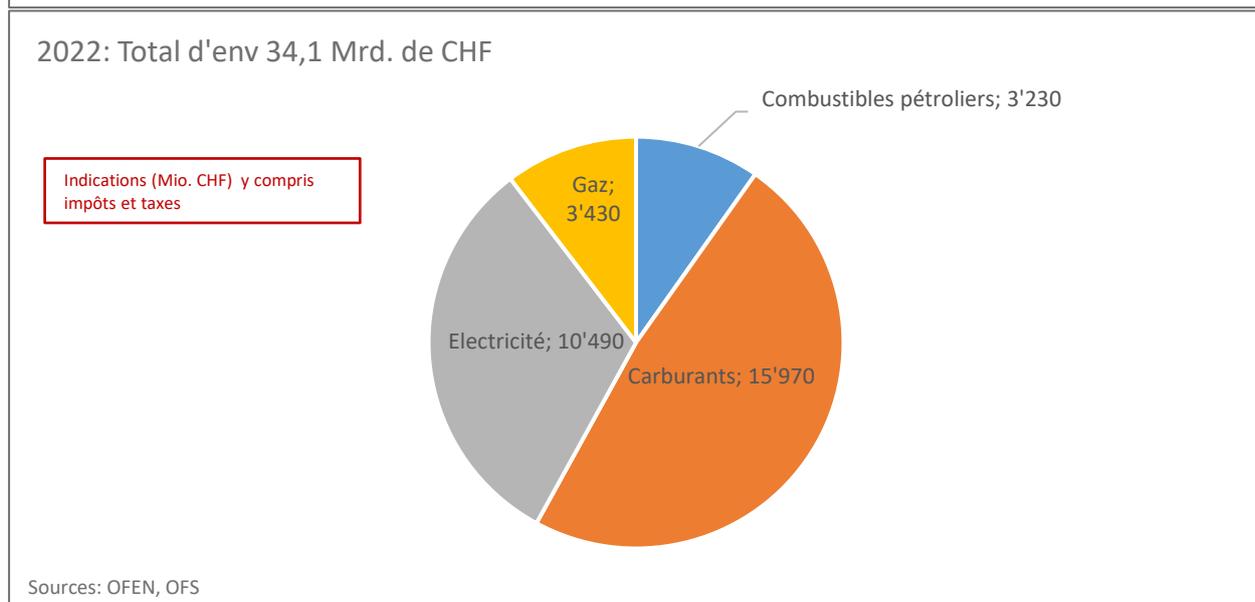
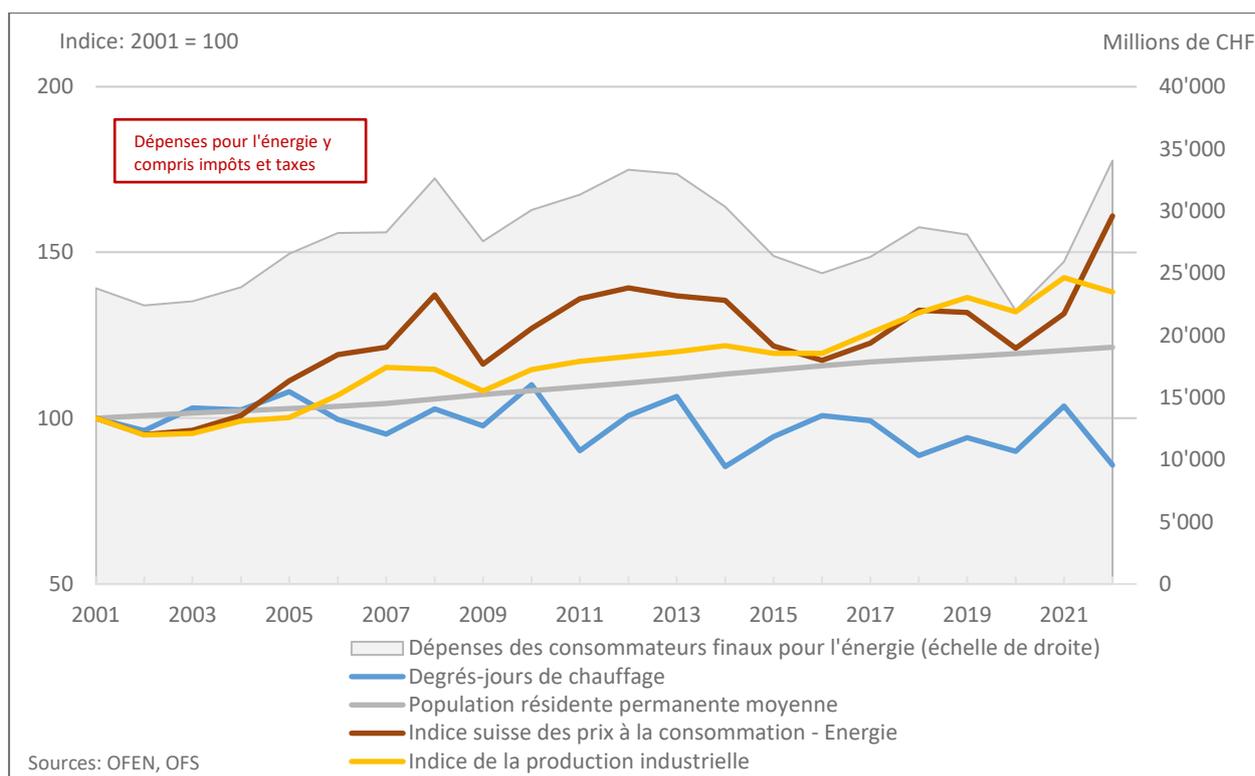


Figure 284: Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés); répartition par agents énergétiques

La *figure 34* 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 2022. 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)³⁸: 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

³⁸ 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).

combustibles solides et à la chaleur à distance (570 millions de francs)³⁹. 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 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 (cf. *figure 12*: intensité énergétique et électrique) (Sources: OFEN, 2023a / OFS, 2023a).

6.2 Prix de l'énergie

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

³⁹ 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.).

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

Les prix de détail (impôts compris) du mazout, du diesel, du gaz naturel et de l'électricité pour les clients industriels en Suisse sont présentés ci-après en comparaison internationale. Il s'agit de moyennes annuelles (la moyenne sur douze mois pouvant différer des prix effectivement payés), de prix nominaux convertis en dollars américains sur la base des taux de change du marché. La conversion en dollars américains a pour effet que le cours de change CHF/USD peut influencer les résultats⁴⁰. Certains agents énergétiques ne sont pas présentés parce qu'ils ne sont pas suffisamment pertinents pour la place industrielle suisse. On compare les prix facturés au consommateur final industriel en Suisse avec ceux facturés dans une sélection de pays voisins. Pour faciliter la mise en perspective, les valeurs de ces pays sont complétées par la moyenne de l'OCDE et par les valeurs du pays de l'OCDE où les prix sont le plus ou le moins élevés sur l'année. Notons que le prix le plus élevé ou le plus bas n'est pas enregistré nécessairement chaque année dans le même pays. Ces valeurs extrêmes sont des indicateurs de la distribution. L'évolution des prix sur les marchés internationaux des matières premières (en particulier s'agissant des produits pétroliers) et sur les marchés de gros européens (pour l'électricité et le gaz naturel), ainsi que l'évolution des cours de change et les éléments spécifiques aux pays mentionnés ci-dessus constituent d'importants facteurs influençant les prix.

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 35* 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.

⁴⁰ Une part des coûts des produits énergétiques considérés (surtout les coûts d'achat d'énergie à l'étranger) est libellée en devises étrangères, de sorte que les fluctuations de change du franc suisse n'ont pas ou peu d'effets, puisque les règlements sont en dollars américains. Mais une autre part des coûts (par exemple coûts de réseau, coûts d'exploitation ou coûts de distribution) est largement générée en francs suisses, si bien que les fluctuations de change influencent le résultat des règlements internationaux.

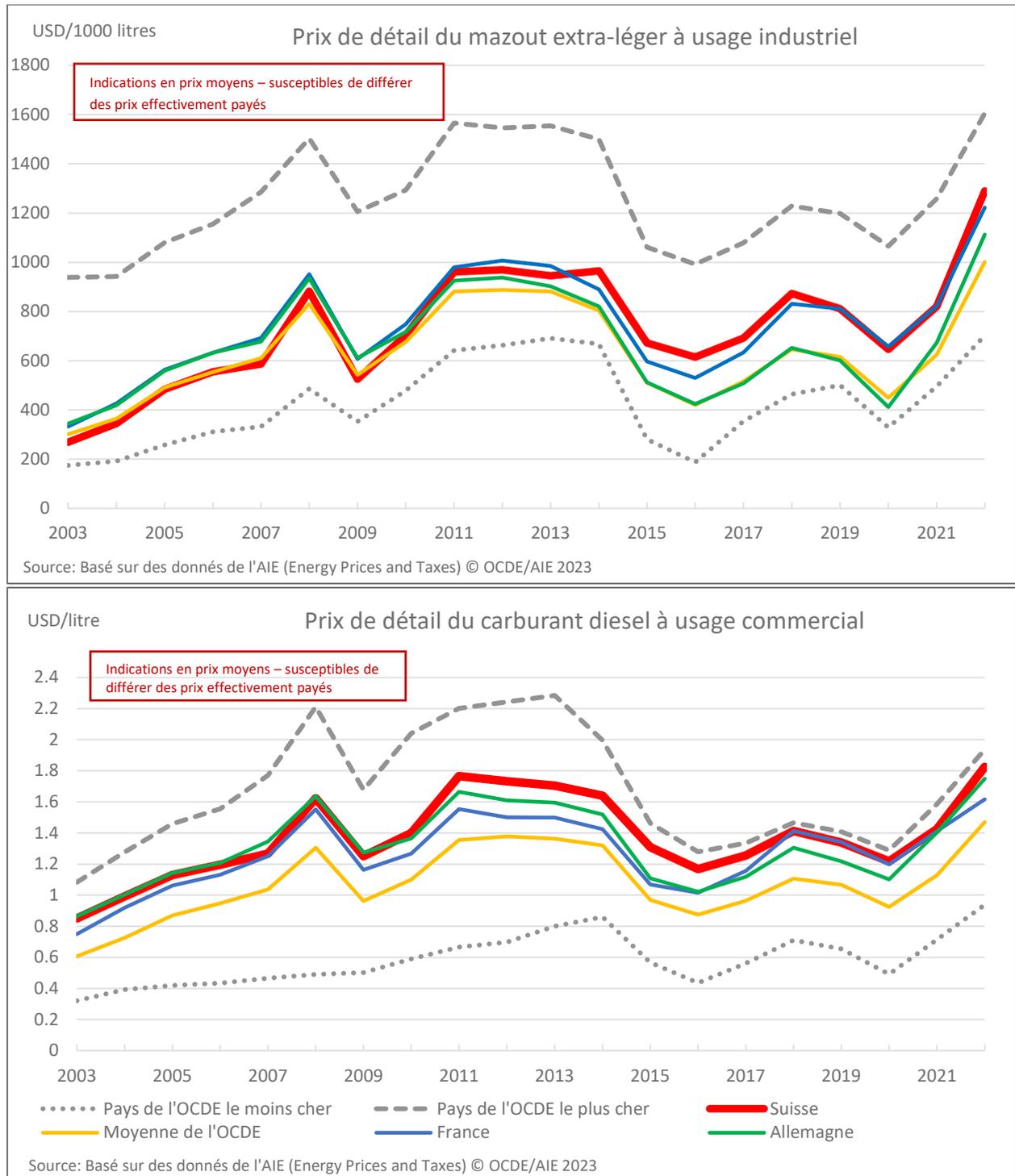


Figure 295: Prix de détail moyens nominaux du mazout et du diesel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux cours de change du marché)

Le pétrole brut et les agents énergétiques issus de son raffinage, le mazout et le diesel, sont négociés au niveau mondial, ce qui explique en partie la similitude du développement de leurs prix dans la plupart des pays représentés (cf. figure 35). 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 prove-

nant 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 35*). 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).

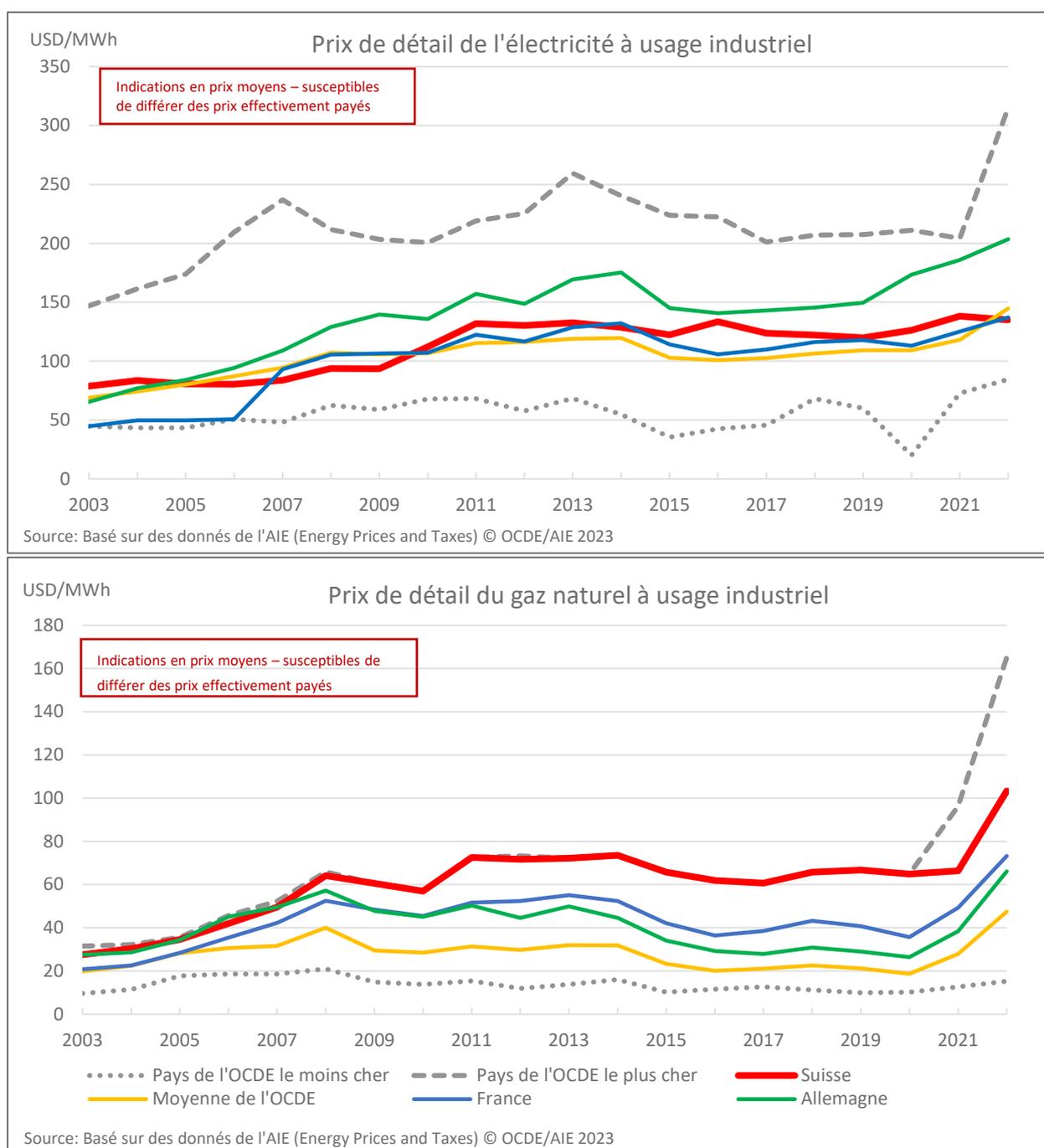


Figure 306: Prix de détail moyens nominaux de l'électricité et du gaz naturel dans le secteur industriel, impôts compris (en USD convertis aux taux de change du marché)

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 36). 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 au-dessous 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 clientes et 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 euros/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 entreprises⁴¹ 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 clientes et 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).

⁴¹ 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.

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

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

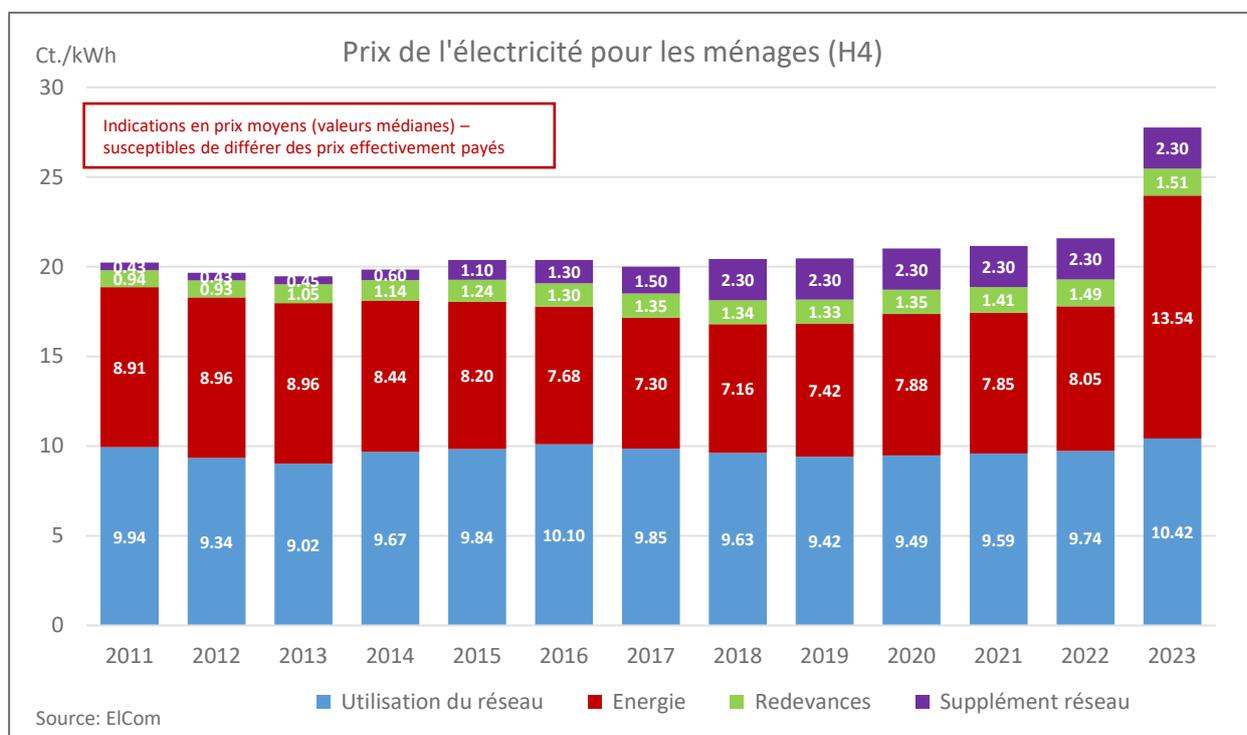


Figure 317: Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)

La *figure 37* illustre l'évolution du prix moyen de l'électricité et de ses composantes pour le profil de consommateur H4 (une consommation finale de la catégorie H4 correspond à un logement de cinq pièces, sans chauffe-eau électrique, dont la consommation annuelle est de 4500 kWh). En 2023, les tarifs totaux pour les ménages augmentent très fortement par rapport à l'année précédente (+6,19 ct./kWh)⁴². Ni les tarifs d'utilisation du réseau plus élevés, qui sont passés de 9,74 à 10,42 ct./kWh, ni les redevances aux collectivités publiques, qui sont passées de 1,49 à 1,51 ct./kWh ne sont déterminants pour expliquer cette hausse. Les tarifs totaux plus élevés sont dus aux prix de l'énergie qui ont fortement augmenté, passant de 8,05 à 13,54 ct./kWh. Cette croissance importante est liée aux prix élevés du marché. Les gestionnaires de réseau fixent les tarifs pour l'année à venir jusqu'à la fin du mois d'août, ces tarifs étant ensuite fixes pendant un an. Si les prix d'achat de l'énergie augmentent en cours d'année, le gestionnaire de réseau peut tenir compte de ces coûts plus élevés seulement dans les tarifs de l'année suivante⁴³. Le supplément réseau, qui finance notamment l'encouragement de la production électrique renouvelable, reste inchangé en 2022 (2,3 ct./kWh, comme l'année précédente). Sur le plus long terme, on constate que les prix de l'énergie ont reculé depuis 2013 jusqu'en 2022, alors que les tarifs d'utilisation du réseau sont restés à peu près stables et que les redevances et le supplément réseau ont augmenté, ce dernier d'ailleurs de manière assez sensible. Au total, le prix de l'électricité pour les ménages a enregistré une hausse de 21,57 à 27,7 ct./kWh en une année, ce qui correspond à une progression de près de 28,7% (source: ElCom, 2023b).

⁴² Selon les calculs effectués par l'EiCom en septembre 2023, les prix suisses de l'électricité dans l'approvisionnement de base pour les ménages augmenteront également fortement en 2024, cf. communiqué de presse du 5 septembre 2023 (les gestionnaires de réseau doivent transmettre au préalable à l'Elcom les tarifs de l'année à venir).

⁴³ Cf. la vidéo explicative sur le site de l'EiCom: [Questions fréquentes \(admin.ch\)](http://www.strompreis.elcom.admin.ch)

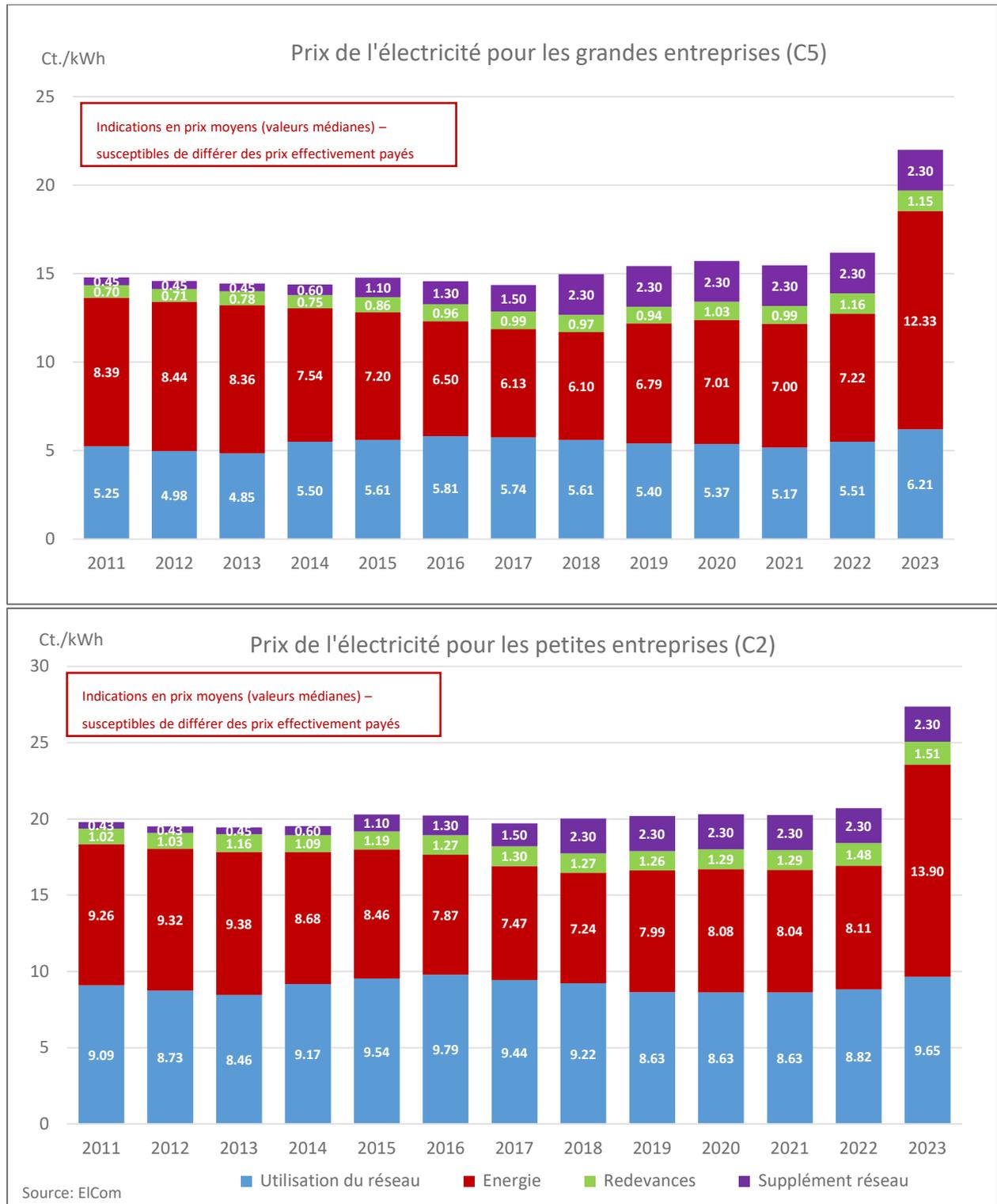


Figure 328: Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)

La *figure 38* présente l'évolution pour les **clients commerciaux et industriels** de l'approvisionnement de base. Les composantes du tarif restent stables jusqu'en 2021 pour le profil C5 (grandes entreprises dont la consommation annuelle est de 500 000 kWh) et augmentent légèrement en 2022. En 2023, les tarifs enregistrent une hausse importante en raison de la situation tendue sur le marché. Cela vaut également pour le profil C2 (petites entreprises dont la consommation annuelle est de 30 000 kWh). Au total, ces deux profils affichent en 2023 des tarifs de l'électricité en forte progression par rapport à l'année précédente. Il convient de noter que les tarifs de l'électricité mentionnés pour les grandes entreprises (C5) ne s'appliquent qu'aux clients qui ne font pas usage de leur droit de s'approvisionner en électricité sur le

marché libre. Les prix de l'énergie payés par les clients qui achètent leur électricité sur le marché libre ne font pas l'objet d'un relevé, même si leur part augmente d'année en année. En 2022, environ 66% des gros consommateurs s'approvisionnaient sur le marché libre et consommaient près de 82% de l'électricité librement commercialisable. En outre, certaines entreprises grandes consommatrices d'énergie ont, sous certaines conditions, la possibilité de se faire rembourser totalement ou en partie le supplément sur les coûts du réseau qu'elles ont versé. (Sources: EICom, 2023a+b / OFEN, 2021).

6.2.3 Évolution des prix des combustibles et des carburants pour les ménages

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

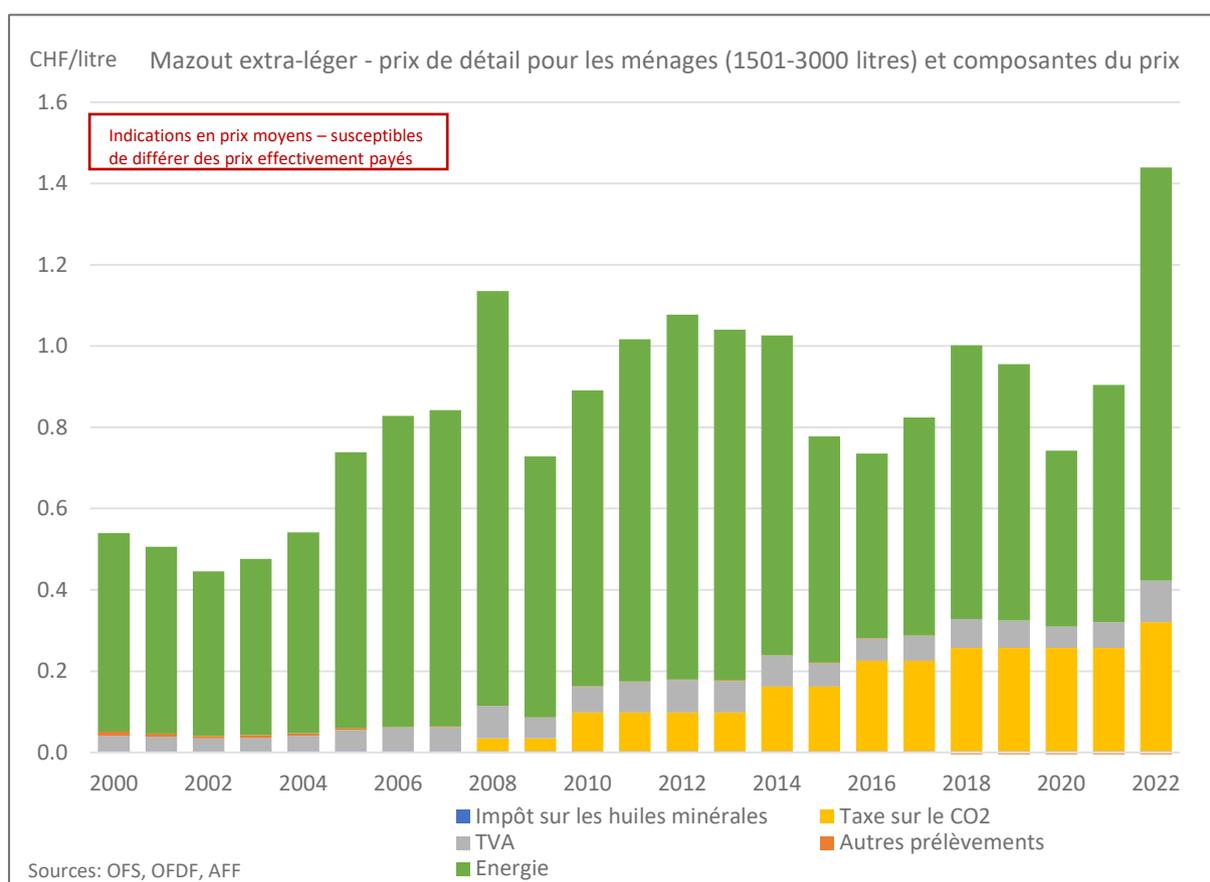


Figure 339: Mazout extra-léger: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres)

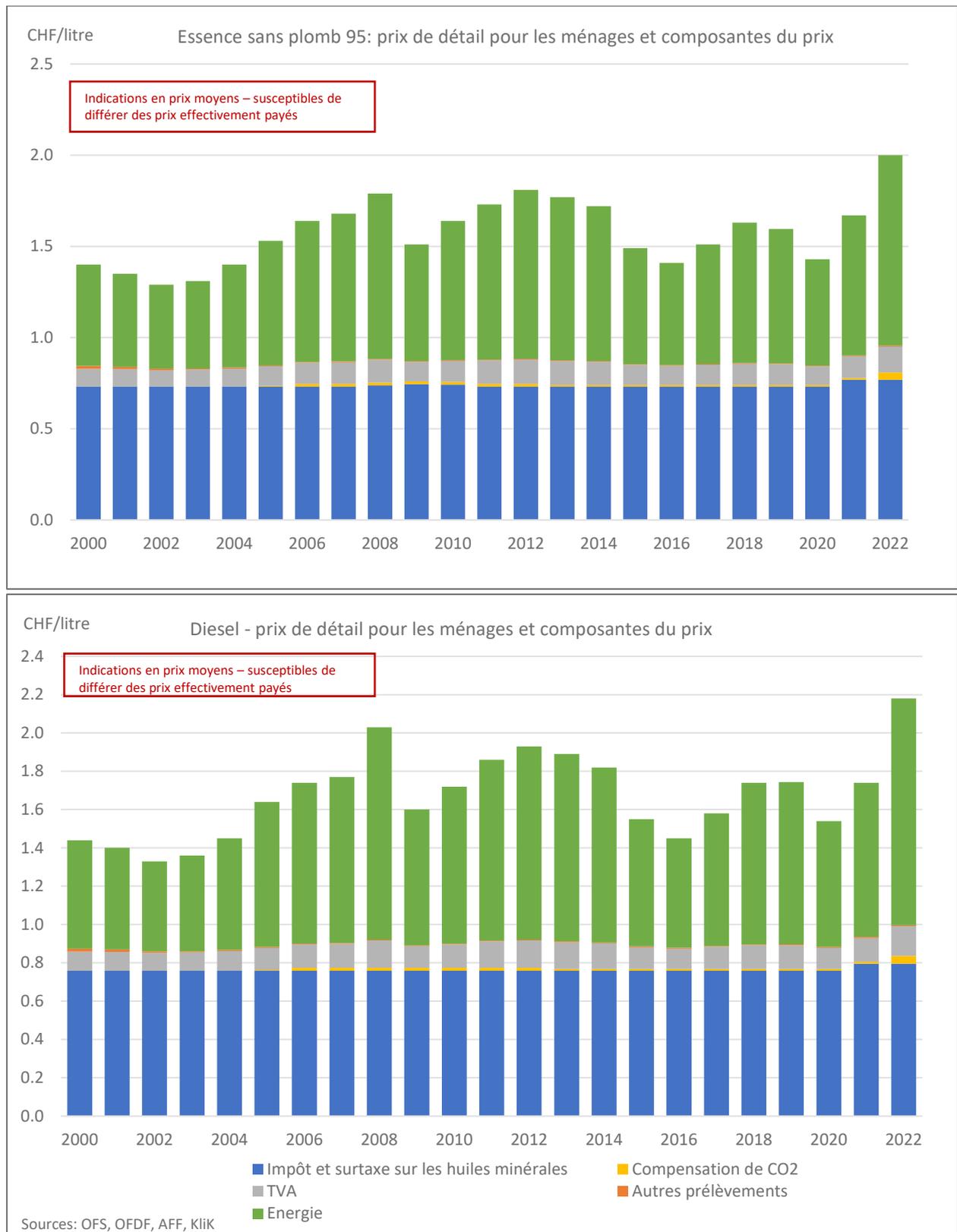


Figure 34: Essence et diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)

En 2022, les marchés de l'énergie ont connu une évolution très turbulente en raison de l'intervention militaire de la Russie en Ukraine. Des prix records ont été atteints sur les marchés internationaux, ce qui s'est également répercuté sur les prix de détail des produits pétroliers en Suisse. Des restrictions physiques affectant l'importation (entre autres en raison du bas niveau des eaux du Rhin, cf. chapitre 5.4) ont également contribué à faire augmenter les coûts d'importation en Suisse. En 2022, la composante «énergie» est donc le principal vecteur de la hausse des prix des combustibles et des carburants. En raison de

la part plus élevée de l'énergie dans le prix total, la hausse des prix en 2022 par rapport à 2021 est nettement plus importante pour le mazout (60%) que pour les carburants (essence +20% et diesel +25%). L'évolution des impôts et taxes⁴⁴ sur les carburants diffère de ceux frappant les combustibles. Cette composante est nettement plus élevée et très stable pour les **carburants** (cf. *figure 40*). Ses légères fluctuations sont principalement dues à la taxe sur la valeur ajoutée qui est intégrée au prix de vente et varie donc au fil du temps avec les fluctuations de prix du produit⁴⁵. S'agissant des **combustibles**, en particulier du mazout (cf. *figure 39*), la taxe sur le CO₂ contribue dorénavant à une part substantielle du prix de détail. Destinée à réduire les émissions de CO₂, elle frappe les combustibles fossiles comme le mazout et le gaz naturel depuis 2008. Elle a été progressivement relevée depuis 2008 parce que les objectifs intermédiaires bisannuels fixés par le Conseil fédéral pour les combustibles fossiles n'étaient pas atteints. Elle était de 120 francs par tonne de CO₂ (soit 31,8 ct./l) en 2022. Aucune taxe sur le CO₂ n'est perçue sur les carburants, mais les importateurs sont tenus de compenser une partie des émissions causées par les transports. Selon le rapport annuel 2022 de la Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO₂ (KliK), les importateurs de carburant versent à la fondation, depuis le 1^{er} avril 2022, une contribution de 5 ct./l de carburant, ce qui correspond au maximum légal actuel⁴⁶ pouvant être répercuté sur le consommateur final. Entre 2013 et 2021, les coûts de cette obligation de compenser s'inscrivaient à environ 1 ct./l de carburant vendu⁴⁷. Cette augmentation considérable des coûts de la compensation du CO₂ pourrait être attribuée à la hausse prévue de la part des émissions de CO₂ des carburants devant être compensée pour la période allant de 2021 à 2030. À cela s'ajoute l'augmentation jusqu'en 2030 de la part minimale des projets de compensation qui doivent être mis en œuvre en Suisse, ce qui induit des coûts de compensation plus élevés. La Suisse s'est engagée auprès de l'AIE à garantir la sécurité de l'approvisionnement en constituant des réserves suffisant à couvrir la consommation intérieure pendant une certaine durée. Une redevance est perçue pour financer la constitution de ces réserves. Elle est prélevée en même temps que la contribution à un fonds d'Avenergy Suisse. En 2022, elles se montaient ensemble à 0,415 ct./l pour l'essence, 0,535 ct./l pour le diesel et -1,45 ct./l⁴⁸ pour le mazout (sources: OFS, 2023c / OFDF, 2023 / AFF, 2023 / KliK, 2023).

⁴⁴ Sont réputés impôts et taxes: la taxe sur la valeur ajoutée, l'impôt sur les huiles minérales, la surtaxe sur les huiles minérales, les obligations de constituer des réserves ordonnées par l'État et exécutées par les privés et les taxes perçues aux fins de compenser les émissions de CO₂ causées par les transports.

⁴⁵ Les modifications du taux de TVA comme par exemple le relèvement de 0,1% au 1^{er} janvier 2018 expliquent aussi une petite partie des variations.

⁴⁶ Selon l'art. 23 de la loi fédérale sur la réduction des émissions de CO₂ (loi sur le CO₂).

⁴⁷ Le dispositif dit du centime climatique existait avant 2013: un supplément de 1,5 ct./l de carburant était prélevé dans l'économie privée. Lors de l'entrée en vigueur de la loi sur le CO₂ entièrement révisée en 2013, ce centime climatique volontaire a été remplacé par une obligation de compenser ancrée dans la loi pour les importateurs de carburants.

⁴⁸ Commencé en 2018, le remboursement des contributions pour les réserves obligatoires de mazout s'est poursuivi en 2022. L'OFAE a approuvé la poursuite du remboursement dans sa forme actuelle jusqu'au 31 mars 2026 (cf. rapport annuel 2022 de Carburants).

7 Champ thématique 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 prévus par la loi fédérale sur la réduction des émissions de CO₂ (loi sur le CO₂) et la loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique (LCI) (sources: Conseil fédéral, 2019b+2021a / Feuille fédérale, 2022). 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. Cet inventaire est actualisé au printemps sur la base des données de l'avant-dernière année, raison pour laquelle les données des graphiques suivants couvrent la période jusqu'à l'année 2021 incluse.

7.1 Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant

Les Perspectives énergétiques 2050+ montrent comment la Suisse peut transformer son approvisionnement en énergie d'ici 2050 conformément à l'objectif zéro émission nette visé par la LCI (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 CO₂ liées à l'énergie s'élèvent, selon les Perspectives énergétiques 2050+, encore à environ 0,4 tonne par habitant.

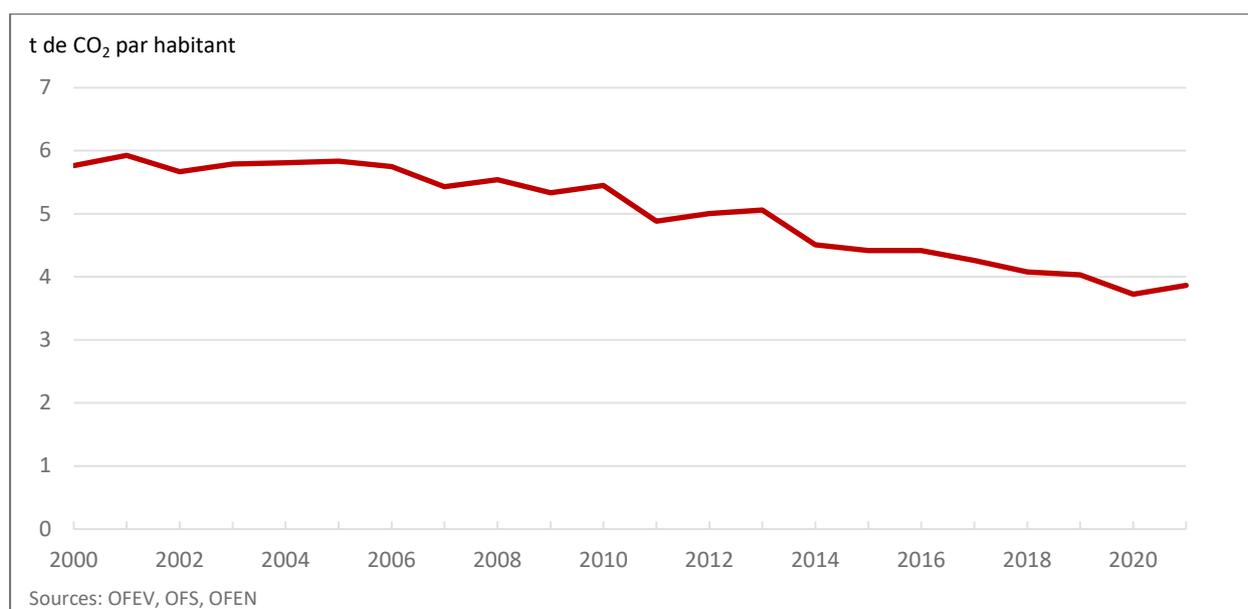


Figure 35: Émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO₂ par habitant)⁴⁹

⁴⁹ 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.

En Suisse, les émissions de CO₂ liées à l'énergie par habitant ne cessent de diminuer depuis l'an 2000 (cf. figure 41). Le volume global d'émissions de CO₂ liées à l'énergie a légèrement baissé depuis l'an 2000 (cf. figure 42 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)⁵⁰. 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).

7.2 Émissions de CO₂ liées à l'énergie: valeurs globales et par secteur

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie proviennent de l'utilisation de combustibles et de carburants fossiles. La figure suivante présente leur volume total, ainsi que leur répartition par secteur de consommation.

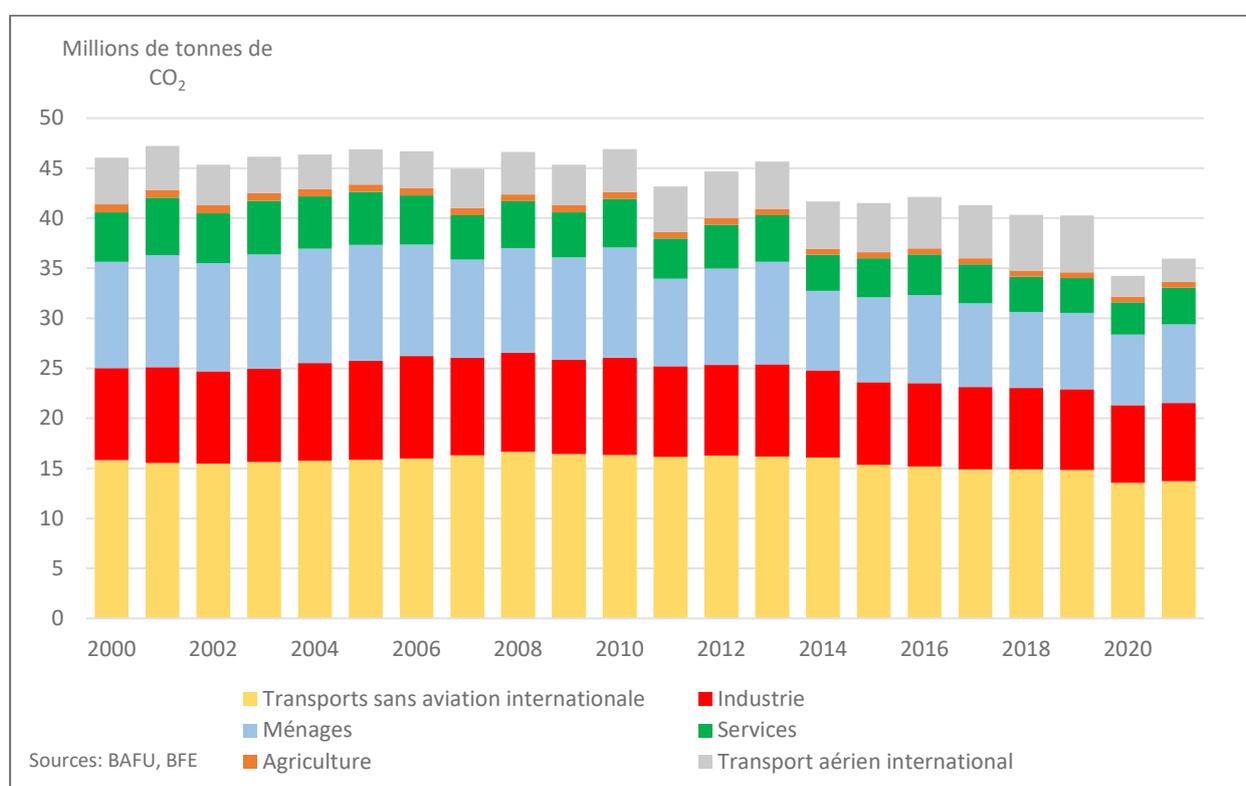


Figure 36: Émissions de CO₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteur (en millions de tonnes de CO₂)

Les émissions de CO₂ liées à l'énergie (cf. figure 42; y c. *transport aérien international*) atteignaient 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 part⁵¹. 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 CO₂ en 2019. En raison de la pandémie de COVID-19,

⁵⁰ À titre de comparaison, les émissions de tous les gaz à effet de serre par habitant étaient d'environ 5,2 tonnes en 2021. Par rapport à la valeur de l'an 2000 (7,5 tonnes), cela correspond à une diminution d'environ 31%. 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.

⁵¹ 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.

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 antérieures⁵². 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 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).

7.3 Émissions de CO₂ liées à l'énergie: industrie et services

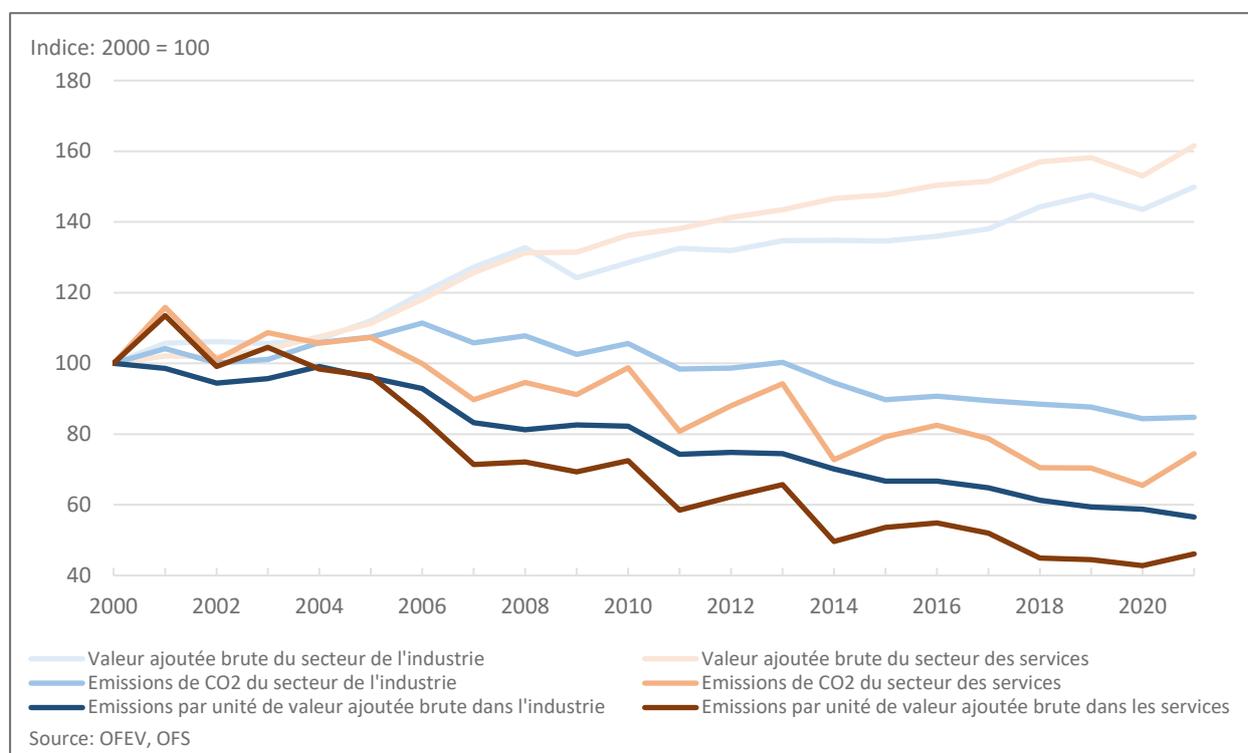


Figure 37 : Émissions de CO₂ liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées)

⁵² Le transport 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%.

La *figure 43* présente l'évolution indexée des émissions de CO₂ liées à l'énergie dans les secteurs de l'industrie et des services ainsi que sa relation à la valeur ajoutée brute. Elle met en lumière le découplage croissant de la valeur ajoutée et des émissions de CO₂, tant dans l'industrie que dans les services. Alors que la valeur ajoutée brute a sensiblement augmenté depuis l'an 2000 dans ces deux secteurs, les émissions y ont baissé dans l'un et l'autre, de sorte que la création de valeur actuelle induit nettement moins d'émissions de CO₂ qu'en l'an 2000. Introduite en 2008 et progressivement relevée depuis lors, la taxe sur le CO₂ grevant les combustibles (y c. les engagements de réduction pris par les entreprises exemptées de redevance) devrait notamment avoir apporté une contribution importante à cette évolution. Une évaluation des effets de cette taxe à ce stade a confirmé cette supposition. Comme nous l'avons déjà mentionné, les fluctuations annuelles sont principalement causées par les conditions météorologiques et par la conjoncture (sources: OFEV, 2023 / OFS, 2023b / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

7.4 Émissions de CO₂ liées à l'énergie: voitures de tourisme

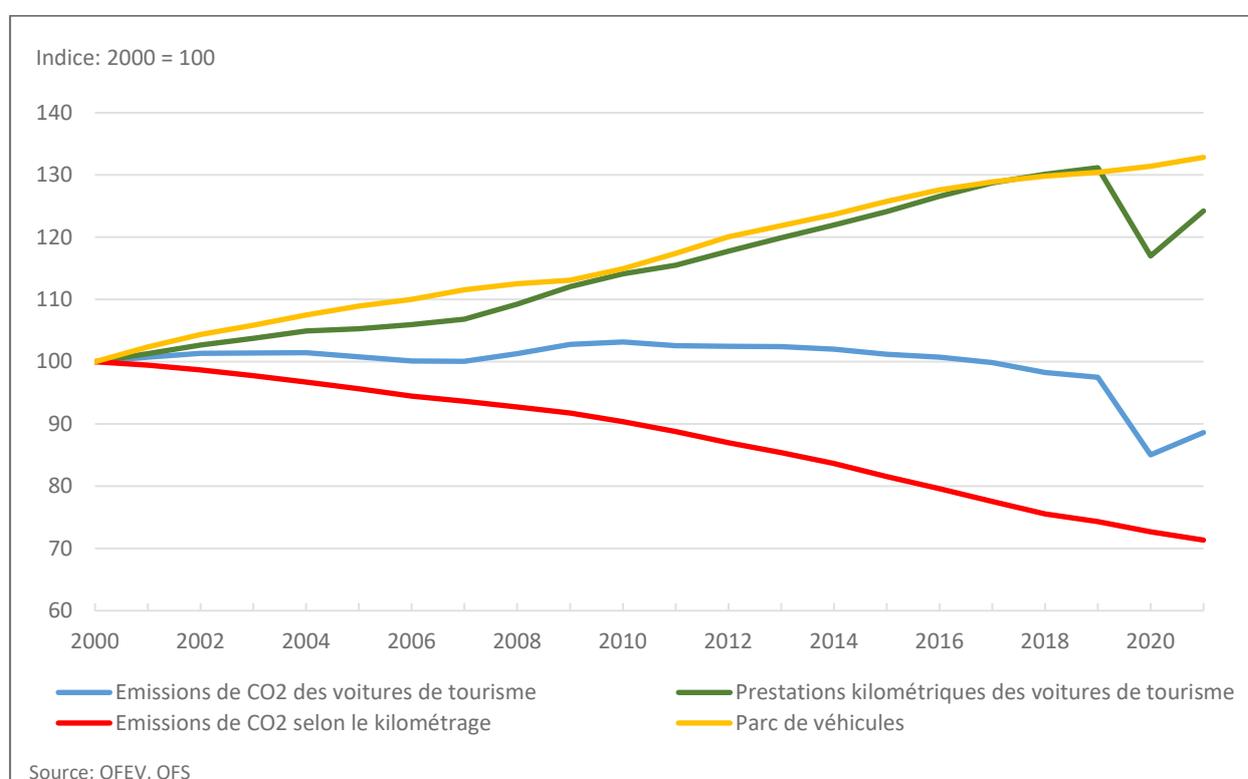


Figure 38: Émissions de CO₂ liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées)

La *figure 44* illustre l'évolution des émissions de CO₂ liées aux voitures de tourisme face à celle du parc de véhicules et des prestations kilométriques (soit l'ensemble des trajets parcourus par toutes les voitures de tourisme, exprimé en millions de véhicules-kilomètres). Le graphique montre que les émissions de CO₂ dues aux voitures de tourisme sont désormais nettement inférieures à leur niveau de l'an 2000, tandis que le parc de véhicules et les prestations kilométriques ont encore augmenté jusqu'en 2019. L'influence de la pandémie de COVID-19 sur les prestations kilométriques est clairement perceptible pendant les années 2020 et 2021, alors que le parc de véhicules n'a pas cessé de croître. L'amélioration de l'efficacité (moins d'émissions de CO₂ par kilomètre parcouru) n'y est pas étrangère: les émissions par prestations kilométriques (c'est-à-dire les émissions par kilomètre-véhicule) ont baissé depuis l'an 2000. Les

prescriptions visant les émissions des voitures de tourisme neuves⁵³, le progrès technologique et la propagation de la mobilité électrique (exempte d'émissions directes) devraient contribuer à ce que cette tendance à la baisse se poursuive. En 2021, les émissions totales liées aux voitures de tourisme ont atteint quelque 9,8 millions de tonnes de CO₂, soit près de 1,2 million de tonnes de moins qu'en l'an 2000. L'accroissement du parc de véhicules et des prestations kilométriques a donc compensé dans une certaine mesure les gains d'efficacité obtenus. La part des émissions de CO₂ liées aux voitures de tourisme dans le total des émissions dues aux transports (sans le transport aérien international) est actuellement d'environ 72% (source: OFEV, 2023).

7.5 Autres effets sur l'environnement

La dimension environnementale de l'approvisionnement en énergie est ancrée dans l'art. 89 de la Constitution fédérale et dans l'art. 1 de la loi sur l'énergie, qui visent un approvisionnement énergétique suffisant, diversifié, sûr, économique et respectueux de l'environnement. Les émissions de gaz à effet de serre en général et les émissions de CO₂ liées à l'énergie en particulier sont des indicateurs essentiels pour évaluer les effets sur l'environnement de l'approvisionnement en énergie et de la Stratégie énergétique 2050. En outre, l'approvisionnement en énergie et les mesures prévues par la Stratégie énergétique 2050 entraînent d'autres effets sur l'environnement, par exemple sur les eaux, l'utilisation du sol, la biodiversité ou le paysage. Ces autres aspects environnementaux revêtent de l'importance en particulier parce que la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables donnera la priorité aux énergies renouvelables et de ce fait au développement d'installations correspondantes, tout en tenant compte des dispositions légales en matière d'environnement et de protection des eaux. Or, les domaines environnementaux mentionnés ne sont souvent pas munis d'indicateurs quantitatifs fiables pour permettre le suivi régulier des effets. Lorsque des indicateurs sont disponibles, rares sont les cas où des références directes à la Stratégie énergétique 2050 sont possibles. Pour les domaines cités, il faut dès lors examiner les effets dans des cas précis ou des projets choisis. À cet effet, il est nécessaire de mener des analyses approfondies qui dépassent le cadre du monitoring annuel (cf. la réflexion sur les conséquences environnementales du rapport quinquennal dans le cadre du monitoring)⁵⁴.

⁵³ À l'instar de l'UE, la Suisse a introduit en juillet 2012 des prescriptions concernant les émissions de CO₂ pour les voitures de tourisme neuves. Depuis 2021, les valeurs de consommation et d'émissions de CO₂ selon la procédure de mesure WLTP (procédure d'essai mondiale harmonisée pour les véhicules légers) sont utilisées dans le cadre de l'exécution de ces prescriptions. Les valeurs WLTP sont en moyenne supérieures de plus de 20% aux données utilisées auparavant et sont donc plus réalistes. Suite au passage à la procédure de mesure WLTP, les valeurs cibles pour les émissions de CO₂ ont également été adaptées, de 95 à 118 g de CO₂/km pour les voitures de tourisme et de 147 à 186 g de CO₂/km pour les véhicules utilitaires légers. En 2022, les émissions moyennes de CO₂ des véhicules neufs étaient de 120,9 g de CO₂/km, soit inférieures d'environ 7% à celles de l'année précédente. L'objectif de 118 g de CO₂/km n'a été manqué que de peu. Les émissions de CO₂ des véhicules de livraison et des tracteurs à sellette légers neufs s'établissaient à 201,5 g de CO₂/km, bien loin de l'objectif de 186 g de CO₂/km. Dans son message relatif à la révision de la loi sur le CO₂, le Conseil fédéral propose un nouveau durcissement des objectifs de flotte, de manière analogue à l'UE.

⁵⁴ Conseil fédéral 2022c: Stratégie énergétique 2050. Rapport quinquennal dans le cadre du monitoring, chapitre 7

8 Champ thématique 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.

8.1 Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique

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

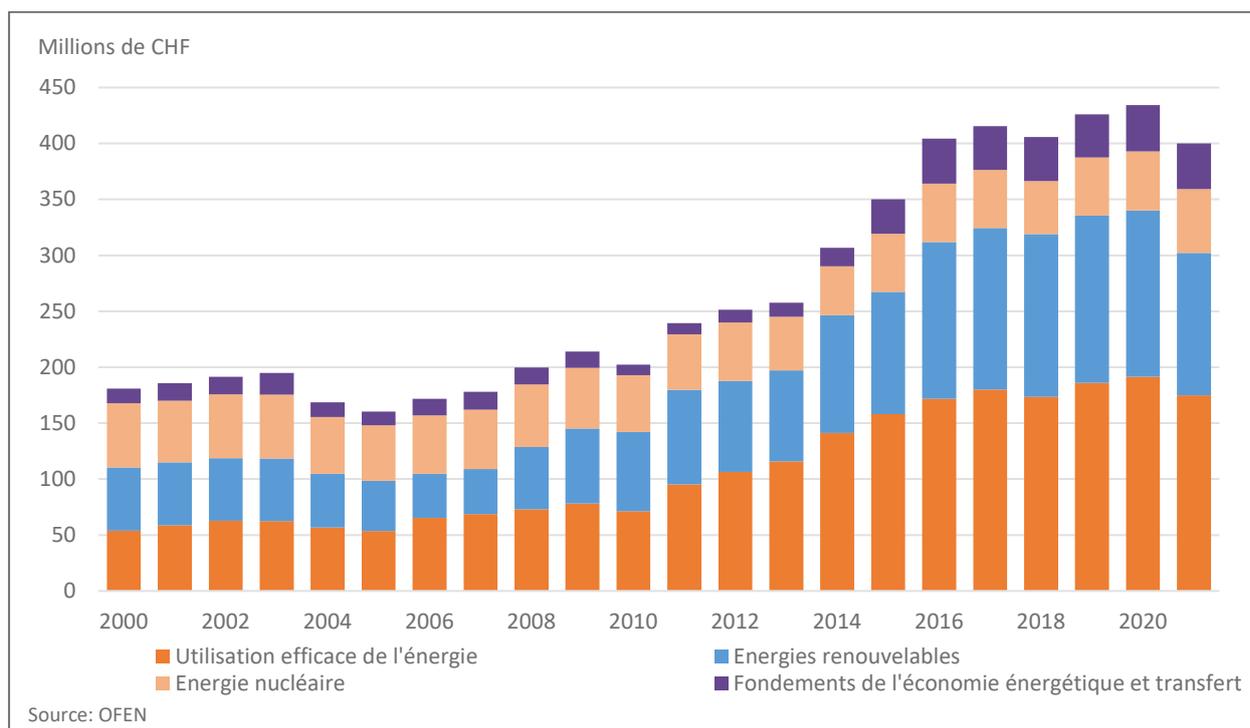


Figure 395: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)⁵⁵

Entre 2005 et 2020, les ressources publiques pour la recherche énergétique ont continuellement augmenté (cf. figure 45). 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

⁵⁵ Ces dépenses comprennent aussi une part des frais généraux (coûts de recherche indirects) des institutions de recherche.

(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).

8.2 Activités et programmes de recherche dans le domaine énergétique

En mars et en septembre 2022, l'OFEN a lancé les *quatrième et cinquième appels d'offres* dans le cadre du **programme d'encouragement de la recherche énergétique SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)**. Doté d'un budget global de 10 millions de francs, le quatrième appel d'offres portait principalement sur le thème «Co-évolution du système énergétique et de la société suisse et sa représentation dans des simulations coordonnées» et poursuivait deux objectifs: la coordination de la simulation du système énergétique suisse ou de certains de ses secteurs par les partenaires actuels ou futurs sélectionnés dans le cadre de SWEET, afin de pouvoir comparer les résultats et en tirer des conclusions pertinentes, ainsi que la représentation de l'influence réciproque entre le système énergétique et la société dans le cadre de ses simulations. Les quatre partenaires retenus lors du premier appel d'offres SWEET, consacré à l'intégration des énergies renouvelables, effectuent déjà leurs simulations sur une base conjointe, appelée CROSS («CooRdination Of Scenarios in SWEET»). Le quatrième appel d'offres vise à élargir cette coordination en s'appuyant sur CROSS. En janvier 2023, le partenariat «CoSi» (Co-Evolution and Coordinated Simulation of the Swiss Energy System and Swiss Society), placé sous la responsabilité de l'Université de Bâle, a remporté l'appel d'offres après une évaluation en deux étapes.

Le cinquième appel d'offres, doté d'un budget global de 15 millions de francs, portait sur le thème «Sustainable Fuels and Platform Chemicals» et a été réalisé conjointement avec l'Office fédéral de l'aviation civile (OFAC) et armasuisse. Cet appel d'offres est surtout consacré aux carburants et aux combustibles liquides et gazeux durables ainsi qu'aux produits chimiques de base (substances de départ telles que l'hydrogène, l'ammoniaque et le méthanol). Il s'agit de creuser des questions relevant de la recherche: comment la Suisse peut-elle couvrir ses besoins futurs en carburants, en combustibles et en produits chimiques de base durables, comment les technologies de production, de transport, de distribution, de stockage et d'utilisation des carburants et des combustibles durables doivent-elles être développées pour contribuer concrètement à la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques et, enfin, comment le potentiel supplémentaire d'engrais de ferme suisse peut-il être utilisé pour produire des carburants et des combustibles durables de manière rentable. Le partenariat «reFuel.ch», dirigé par le Laboratoire fédéral d'essai des matériaux et de recherche (Empa) a remporté l'appel d'offres à la mi-août 2023.

Un panel d'experts indépendants a décidé à la mi-2022 de ne retenir aucun partenariat pour recevoir un soutien financier dans le cadre du *troisième appel d'offres*, dont le thème principal était «Infrastructures critiques, changement climatique et résilience du système énergétique suisse». Au vu de son importance considérable, cette thématique a été reprise dans le *sixième appel d'offres* lancé début juillet 2023, pour lequel le délai de soumission courrait jusqu'au 18 octobre 2023.

Selon toute probabilité, l'OFEN publiera un *septième appel d'offres* dans le cadre de SWEET au début de 2024. Cet appel d'offres, mené conjointement avec l'Office fédéral de l'environnement, porte le titre provisoire «Addressing Residual Emissions to Reach the Net-Zero Target».

Le programme SWEET lance régulièrement des appels d'offres pour des projets de partenariat, les derniers projets prenant fin en 2032. Ce programme vise à soutenir exclusivement des projets de partenariat qui traitent des thèmes de recherche centraux en lien avec la Stratégie énergétique 2050. Dirigé par l'OFEN, il est axé sur la recherche appliquée et la démonstration des résultats obtenus. Le programme d'encouragement de la recherche SWEET, qui aborde des thèmes spécifiques dans une perspective à long terme, permet d'utiliser les compétences et les capacités développées dans le cadre des pôles de compétences suisses en matière de recherche énergétique (SCCER) dans les hautes écoles pour traiter les thèmes de recherche centraux de la stratégie énergétique et climatique de la Suisse. Depuis le lancement du programme en 2021, l'OFEN soutient huit partenariats dans le cadre de SWEET avec un montant d'environ 75 millions de francs. Ces partenariats réunissent des représentants de 37 institutions du domaine des EPF, des universités, des hautes écoles spécialisées, des instituts de recherche, des associations, du secteur privé et des villes, qui eux-mêmes collaborent avec 238 partenaires chargés de la mise en œuvre issus de 201 institutions relevant principalement du secteur privé (sources: OFEN, 2022b / Conseil fédéral, 2020).

Lors de sa séance du 9 juin 2023, le Conseil fédéral a ouvert la consultation sur un crédit d'engagement supplémentaire pour l'instrument d'encouragement de la recherche SWEET (SWiss Energy research for the Energy Transition). L'objectif est d'élargir la couverture de cet instrument, qui s'appellerait désormais SWEETER (pour SWiss research for the EnErgy Transition and Emissions Reduction) et de renforcer la collaboration avec l'Office fédéral de l'environnement. SWEETER devrait permettre de fournir rapidement des réponses ciblées aux questions à la fois nouvelles et urgentes concernant la sécurité de l'approvisionnement en énergie de la Suisse. Il s'agit notamment de questions sur l'alternance été-hiver (et donc le stockage de l'énergie d'une saison à l'autre) et la décarbonisation de l'économie. Il devrait être possible d'organiser huit autres appels d'offres portant sur le stockage et les réseaux énergétiques, la production d'énergie et son stockage dans le sous-sol, l'aménagement du territoire, la numérisation et les réseaux intelligents, les marchés locaux de l'énergie et la convergence des réseaux, l'économie circulaire et les processus industriels, les villes intelligentes ou encore les innovations sociales. La procédure de consultation a pris fin le 29 septembre 2023. Le projet sera probablement transmis au Parlement au printemps 2024 (source: Conseil fédéral, 2023a).

En 2021, l'**Initiative Flagship** d'Innosuisse a marqué le lancement d'un autre programme d'encouragement destiné aux grands partenariats. Elle porte sur des domaines qui concernent de larges pans de l'économie et/ou de la société. En 2021, le premier appel d'offres consacré à la «décarbonisation» se référait clairement à la recherche énergétique. Dans le cadre de cet appel d'offres, Innosuisse a approuvé 15 projets auxquels participent 85 partenaires de recherche suisses et 221 partenaires de la mise en œuvre tels que des entreprises et des organisations à but non lucratif⁵⁶. Pour son deuxième appel d'offres, doté d'un budget global de 50 millions de francs, Innosuisse a choisi un thème susceptible d'encourager les solutions énergétiques intelligentes, les nouveaux matériaux et procédés, ainsi que de contribuer à réduire l'impact du changement climatique et de la pollution environnementale au profit de l'économie et de la société. L'appel d'offres est intitulé «Solutions disruptives pour la transition mondiale vers la neutralité carbone». Il doit être adjugé avant la fin de l'année (source: Innosuisse, 2023a).

Le développement et le pilotage des huit **SCCER** interuniversitaires ont cessé fin 2020, après huit ans. Depuis 2013, ces centres de compétence ont développé de nombreuses solutions pour répondre aux défis techniques, sociétaux et politiques qui sont liés à la Stratégie énergétique 2050. Associant la science et la pratique, ils ont contribué de manière importante au transfert de savoir et de technologie. En février 2023, Innosuisse a publié le rapport d'évaluation établi par des acteurs externes. Celui-ci conclut que, grâce au programme d'encouragement Énergie, les huit SCCER ont pu développer avec succès des capacités de recherche, donnant lieu à des coopérations variées et de grande envergure tant au sein de la

⁵⁶ La liste des quinze projets Flagship est publiée sur le site Internet d'Innosuisse: [Projets Flagship en cours \(innosuisse.ch\)](https://www.innosuisse.ch/Projets-Flagship-en-cours)

recherche qu'avec des acteurs de l'économie. Le programme de recherche a permis de renforcer le transfert de savoir et de technologie mutuel (source: Interface/Joanneum Research, 2022).

L'OFEN encourage la recherche énergétique orientée vers les applications. Cette recherche s'inscrit dans le «plan directeur de la recherche énergétique» de la Confédération, qui est remanié tous les quatre ans par la Commission fédérale de la recherche énergétique (CORE) et couvre tant la recherche scientifique que les projets pilotes, les projets de démonstration et les projets phares. Le concept actuel pour la période allant de 2021 à 2024 met davantage l'accent sur la recherche énergétique dans les sciences humaines. En 2021, 45 millions de francs ont été alloués au total à l'encouragement des projets de recherche et de développement (toutes technologies et tous thèmes confondus, y c. les coûts de transfert et de coordination) ainsi que des projets phares, pilotes et de démonstration. La brochure «Recherche énergétique et innovation», actualisée chaque année, fournit une vue d'ensemble des résultats particulièrement intéressants des programmes de recherche de l'OFEN (source: OFEN, 2023d)⁵⁷.

La recherche dans le domaine de l'**énergie nucléaire** se poursuit dans des proportions similaires: 56,97 millions de francs ont été versés à des projets de recherche dans ce secteur en 2021, notamment pour garantir que la Suisse dispose à l'avenir également des bases techniques et scientifiques nécessaires pour exploiter les installations nucléaires existantes et pour suivre et évaluer de manière fiable les développements technologiques dans le domaine de l'énergie nucléaire. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSP), le PSI et l'EPFL couvrent respectivement les aspects réglementaires, la recherche sur la fission nucléaire et la recherche sur la fusion nucléaire⁵⁸. Dans le cadre de l'obligation légale du Conseil fédéral d'établir un rapport régulier à l'intention de l'Assemblée fédérale concernant le développement de la technologie nucléaire (art. 74a de la loi sur l'énergie nucléaire, LENu), l'OFEN a chargé le PSI, l'EPFZ et l'EPFL d'étudier de manière approfondie divers aspects de l'énergie nucléaire, tels que le développement des petits réacteurs modulaires (*smart modular reactors*), la technologie de 4^e génération ou la fusion. Cette étude sera probablement publiée au premier semestre de 2024.

Sur le plan international, la coopération avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE) joue un rôle particulier. La Suisse participe par le biais de l'OFEN à 22 des 39 programmes de recherche de l'AIE que sont les programmes de coopération technologique ou TCP («Technology Collaboration Programmes»), préalablement appelés «accords de mise en œuvre» («Implementing Agreements»). Au niveau européen, la Suisse participe dans la mesure du possible, à travers le Secrétariat d'État à la formation, à la recherche et à l'innovation (SEFRI), aux programmes-cadres de recherche et d'innovation (PCRI) de l'UE. L'OFEN prend part à l'organisation et au développement de la recherche énergétique au niveau européen, notamment par l'intermédiaire du plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (plan SET, qui ne fait pas partie des PCRI) et de partenariats cofinancés relevant des programmes-cadres européens. La Suisse est considérée jusqu'à nouvel ordre comme un État tiers non associé dans le neuvième PCRI de l'UE «Horizon Europe» et dans les programmes et initiatives connexes. Bien que susceptible d'être modifié à tout moment, ce statut s'applique pour le moment aux appels d'offres de 2023. Il permet aux chercheurs et aux innovateurs suisses de participer aux appels d'offres et d'obtenir un financement direct de la Confédération, mais dans une mesure restreinte. Une participation notamment aux futurs appels d'offres pour des projets individuels du Conseil européen de la recherche, des Actions Marie Skłodowska Curie et du Conseil européen de l'innovation est en principe exclue. La participation complète de la Suisse à «Horizon Europe» reste l'objectif déclaré du Conseil fédéral. Les derniers développements et les solutions transitoires en vigueur peuvent être consultés sur le site Internet du SEFRI (www.sbf.admin.ch) (sources: OFEN, 2023d / SEFRI, 2023).

⁵⁷ Des informations supplémentaires sur les différents projets sont disponibles sous: [Recherche et cleantech \(admin.ch\)](http://www.sbf.admin.ch) et [ARAMIS - La base de données de recherche de l'Administration Fédérale - Accueil](http://www.sbf.admin.ch)

⁵⁸ <https://www.ensi.ch/fr/recherche-sur-la-securite/> / <https://www.psi.ch/fr/nes/> / <https://www.epfl.ch/>

9 Champ thématique 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.

9.1 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 (*cf. chap. 9.2.7*). 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'esouffle 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 dollars le baril. Le prix a ensuite fortement fluctué avant de baisser à un peu plus de 85 dollars 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 dollars le baril pour la première fois depuis décembre 2021, avant de grimper un mois plus tard à plus de 87 dollars 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 dollars le baril et en septembre, pour la première fois depuis la fin de l'année précédente, il dépassait à nouveau la barre des 95 dollars 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 dollars le baril. Avec l'escalade de la violence en Israël, il a une nouvelle fois augmenté et se situait au-dessus de 90 dollars 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.

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 TTF⁵⁹ 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 Administration⁶⁰).

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).

⁵⁹ TTF signifie «Title Transfer Facility». Il s'agit d'un point d'échange virtuel pour le gaz naturel aux Pays-Bas, considéré comme le principal marché du gaz naturel en Europe.

⁶⁰ Cf.: [U.S. Energy Information Administration - EIA - Independent Statistics and Analysis](#)

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 en provenance des ports ARA⁶¹ vers les consommateurs finaux, a suscité des inquiétudes quant à la disponibilité en charbon pour 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 / EICOM 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 ainsi 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 entraîné 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 repré-

⁶¹ Amsterdam, Rotterdam, Anvers

sentaient 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 passée 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 Index⁶² 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).

9.2 Évolutions dans l'UE

9.2.1 Évolutions dans l'UE: le «pacte vert pour l'Europe» et le paquet «Ajustement à l'objectif 55»

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 (SEQE) 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 SEQE
- introduction d'un ajustement carbone aux frontières (Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM))
- renforcement des normes en matière d'émissions pour les véhicules

⁶² Indice du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros européen

- 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 maritimes 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 «RePowerEU», 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 processus nommé trilogie 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.

Les développements au sein de l'UE dans le cadre du pacte vert pour l'Europe **revêtent également un intérêt pour la Suisse**. Ils montrent les grands axes de la politique énergétique et climatique européenne des prochaines décennies, qui influenceront également la politique énergétique et climatique suisse. De nombreux aspects du pacte vert, en particulier ceux concernant son financement, sont internes à l'UE et n'ont aucun impact sur la Suisse. Parallèlement, il convient d'observer attentivement la future concrétisation de ce pacte et d'identifier précocement les défis éventuels qui en découleraient pour la Suisse. Différents points du paquet «Ajustement à l'objectif 55», par exemple, touchent la Suisse, notamment la révision du SEQE de l'UE, auquel est couplé le système d'échange de quotas d'émission suisse depuis début 2020. Selon la proposition de règlement de la Commission, la Suisse est exclue du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières en raison de ce couplage: la taxe d'ajustement carbone aux frontières n'est donc pas perçue lors de l'exportation de produits suisses vers l'UE. Il convient d'observer les conséquences possibles de ce nouveau mécanisme sur l'ensemble des chaînes d'approvisionnement des producteurs suisses. Il faut également examiner comment la Suisse peut tenir compte des nouvelles prescriptions sur les émissions des véhicules à partir de 2025. En l'absence d'un accord sur l'électricité, les autres volets du paquet «Ajustement à l'objectif 55» n'ont pas de conséquences directes pour la politique énergétique et climatique de la Suisse. L'impact réglementaire du plan «RePowerEU» est donc également limité.

9.2.2 Facilité pour la reprise et la résilience

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 au 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 ce budget dans des mesures en faveur du climat. À l'heure actuelle, les plans nationaux sont en phase de mise en oeuvre, 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).

9.2.3 Réforme de la conception du marché européen de l'électricité

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'électricité⁶³ et la refonte des règles relatives à l'intégrité et à la transparence du marché de gros de l'électricité⁶⁴ (REMIT). La révision de la conception du marché de l'électricité n'entraînera pas des changements fondamentaux dans 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).

9.2.4 «Clean Energy Package»

Le paquet «Une énergie propre pour tous les Européens» («Clean Energy Package») est en vigueur depuis 2019 dans l'UE afin de concrétiser l'Union de l'énergie⁶⁵. Il s'agit d'un vaste train de mesures comportant de nouvelles règles sur le marché de l'électricité, les énergies renouvelables, la sécurité d'approvisionnement, l'efficacité énergétique et la gouvernance (source: COM(2016) 860 final). Elles sont intégrées à l'«acquis communautaire énergétique» de l'UE. Cet acquis fait l'objet d'une nouvelle révision, même si certaines parties du «Clean Energy Package» sont encore en cours de mise en œuvre. Une disposition de la directive sur le marché de l'électricité de l'UE s'applique tout particulièrement pour la Suisse: les gestionnaires de réseau de transport d'électricité doivent garantir qu'au moins 70% des capacités de réseau pertinentes pour les échanges transfrontaliers d'électricité soient mis à disposition pour ces échanges. Cette règle est en vigueur depuis 2020, mais les États membres peuvent demander des dérogations jusqu'en 2025. En d'autres termes, la capacité doit être augmentée à 70% de manière linéaire à partir du niveau de départ d'ici fin 2025. La règle ne dit pas que 70% de la capacité doivent être réservés aux échanges d'électricité dans l'UE. Le traitement des pays tiers comme la Suisse n'est pas réglé dans le droit européen à l'heure actuelle. Selon l'ACER, l'autorité de régulation de l'énergie de l'UE, la plupart des États membres sont encore loin de respecter la règle des 70%. De plus, l'interprétation de cette règle est controversée parmi les États membres. Selon l'interprétation et la mise en œuvre, il existe toutefois un certain risque que les pays voisins réduisent les capacités frontalières vers la Suisse à partir de 2026 (source: COM(2016) 860 final).

9.2.5 Évolution par rapport aux objectifs énergétiques et climatiques

L'UE s'est fixé à l'horizon 2020 et 2030 des objectifs quantitatifs dans les domaines suivants: émissions de gaz à effet de serre, énergies renouvelables, efficacité énergétique et interconnexion des réseaux électriques. L'évolution actuelle par rapport à ces objectifs se présente comme suit (sources: COM(2022) 547 final):

- **Émissions de gaz à effet de serre:** les émissions de gaz à effet de serre de l'UE (y c. le transport aérien international) ont reculé de 32% entre 1990 et 2020. L'UE a ainsi largement dépassé son objectif contraignant de réduction de 20% au niveau de l'Union jusqu'en 2020. Les données provisoires

⁶³ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) 2019/943 et (UE) 2019/942 ainsi que les directives (UE) 2018/2001 et (UE) 2019/944 afin d'améliorer l'organisation du marché de l'électricité de l'Union.

⁶⁴ Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011 et (UE) 2019/942 afin d'améliorer la protection de l'Union contre la manipulation du marché de gros de l'énergie.

⁶⁵ Union de l'énergie: depuis 2015, stratégie-cadre de la politique énergétique de l'UE qui comporte cinq dimensions: (1) sécurité, solidarité et confiance, (2) marché intérieur de l'énergie pleinement intégré, (3) efficacité énergétique, (4) protection du climat – décarbonisation de l'économie et (5) recherche, innovation et compétitivité.

montrent qu'en 2021, les émissions ont augmenté de 4,8% par rapport à l'année précédente, mais qu'elles sont restées inférieures à celles de 2019, c'est-à-dire avant la pandémie de COVID-19. L'UE s'est fixé pour 2030 un objectif de réduction plus ambitieux de -55% (jusqu'à présent: -40%) et vise la neutralité climatique à l'horizon 2050.

- **Énergies renouvelables:** en 2020, la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'UE s'inscrivait à 22,1%. L'UE a donc dépassé son objectif pour 2020, fixé à 20%. Avec la révision de la directive sur les énergies renouvelables (REDIII), cette part devrait passer à au moins 42,5% d'ici 2030. Les États membres doivent viser 45%.
- **Efficacité énergétique:** en 2020, la consommation énergétique primaire a fléchi pour la troisième année consécutive. Elle était inférieure de 8,7% à son niveau de 2019 en raison de la pandémie de COVID-19. L'UE a donc plus que rempli son objectif pour 2020 (-5,8% par rapport à la valeur cible). La consommation énergétique finale a aussi fortement diminué en 2020 par rapport à 2019 en raison de la pandémie de COVID-19 (-8%). L'UE est ainsi 5,4% en dessous de son objectif 2020⁶⁶. Pour 2030, son objectif indicatif était jusqu'à présent de 32,5%⁶⁷, mais la nouvelle directive sur l'efficacité énergétique prévoit désormais une réduction contraignante de 11,7% par rapport à un scénario de référence basé sur l'année 2020⁶⁸.
- **Interconnexion des réseaux électriques:** en 2014, le Conseil européen a invité les États membres de l'UE à développer leurs lignes de transport d'électricité transfrontalières d'ici à 2020 afin que chaque État puisse exporter vers ses pays voisins au moins 10% de l'électricité produite sur son territoire national. Cet objectif s'inscrit à 15% de la production indigène à l'horizon 2030. D'après les informations de la Commission, la plupart des États membres l'ont déjà atteint.

9.2.6 Mise en œuvre des «Network Codes» dans le domaine de l'électricité

Dans l'UE, plusieurs «Network Codes» ou Guidelines dans le domaine de l'électricité sont en vigueur sous la forme de règlements d'application de la Commission européenne. Ils peuvent être classés en trois catégories: exploitation du réseau, raccordement au réseau et marché. Il s'agit de dispositions très techniques qui jouent toutefois un rôle majeur dans le développement du marché intérieur de l'électricité et dans l'exploitation du réseau électrique.

Les réglementations concernant l'attribution des capacités et la gestion des problèmes de congestion⁶⁹, celles concernant l'attribution des capacités à long terme⁷⁰ et celles concernant l'équilibrage du réseau dans le système d'approvisionnement en électricité⁷¹ sont particulièrement importantes pour l'échange d'électricité aux frontières suisses. Ces réglementations excluent explicitement la Suisse des nouvelles plateformes de négoce, tant qu'un accord sur l'électricité avec l'UE n'est pas signé.

Les dispositions relatives à l'octroi de capacités et à la gestion des problèmes de congestion mettent en place le couplage des marchés sur le marché européen de l'électricité: grâce à des enchères implicites, ce couplage réunit dans le négoce à court terme (*day ahead* et *intraday*), au sein d'un marché intégré de l'électricité, des activités commerciales auparavant séparées qui concernent l'attribution de capacités de transport et l'échange d'électricité. Or la Suisse ne peut pas participer à ce couplage des marchés sans accord sur l'électricité. Cette exclusion a des conséquences en Suisse non seulement sur le commerce,

⁶⁶ L'objectif de 2020 consiste à réduire la consommation énergétique finale dans l'UE des 28 à 1086 millions de tonnes au plus et la consommation énergétique primaire à un maximum de 1483 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut.

⁶⁷ L'objectif de 2030 consiste à réduire la consommation énergétique finale dans l'UE des 28 à 956 millions de tonnes au plus et la consommation énergétique primaire à un maximum de 1273 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut.

⁶⁸ Il en découle un maximum de 763 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut pour la consommation énergétique finale dans l'UE et de 993 millions de tonnes d'équivalent de pétrole brut pour la consommation énergétique primaire.

⁶⁹ Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management

⁷⁰ Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

⁷¹ Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

mais aussi sur l'exploitation du réseau de transport: une augmentation des flux de transit imprévus à travers la Suisse, liée au négoce supplémentaire entre l'Allemagne et la France, a été enregistrée avec le couplage des marchés fondé sur les flux pour la région CORE limitrophe (Autriche, Belgique, Croatie, République tchèque, France, Allemagne, Hongrie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Roumanie, Slovaquie et Slovénie). Cette situation ne découle pas directement de l'exclusion de la Suisse de ce couplage, mais plutôt de la prise en compte insuffisante du réseau de transport helvétique dans les calculs de capacités sous-jacents. Ces flux de transit devraient encore augmenter avec l'application de la règle des 70% d'ici fin 2025 au plus tard. Dans la mesure où cela pourrait potentiellement compromettre la sécurité du système, l'UE offre désormais son aide pour une intégration technique du réseau suisse dans les calculs de capacités. Swissgrid et l'EiCom sont en train d'élaborer des conventions de droit privé correspondantes. Il faut noter que la régulation concernant l'équilibrage du réseau de Suisse (*Balancing Code*) prévoit une participation aux plateformes planifiées pour l'échange d'énergie de réglage, dans le cas où l'exclusion de la Suisse pourrait conduire à des flux physiques d'électricité non prévisibles, qui compromettent la sécurité du système dans la région. Mais la Commission européenne ne voit actuellement aucune raison d'autoriser la Suisse à participer à ces plateformes.

9.2.7 Marché intérieur du gaz et sécurité de l'approvisionnement en gaz

Marché du gaz: la Suisse est un pays de transit pour le gaz qui est généralement transporté depuis la France et l'Allemagne vers l'Italie. Depuis août 2017, le gaz provenant d'Italie peut également être envoyé vers le nord. Cette possibilité d'exportation depuis l'Italie est intéressante sur le plan économique lorsque les prix sur le marché de gros italien sont inférieurs à ceux qui prévalent sur les marchés correspondants en France ou en Allemagne. C'était notamment le cas en janvier 2021 et à plusieurs reprises par la suite, raison pour laquelle du gaz italien a depuis également transité par la Suisse vers la France et l'Allemagne. Durant l'hiver 2022/2023, alors que le gaz était rare en Allemagne, du gaz a été livré de France en Allemagne par cette voie.

En décembre 2021, la Commission européenne a annoncé un train de mesures pour décarboner les marchés du gaz et promouvoir l'hydrogène (*voir chapitre ci-après*). Le train de mesures fait partie du paquet climatique global «Ajustement à l'objectif 55». Il est en cours d'examen par les colégislateurs, le Conseil et le Parlement, pour les questions en suspens (trilogue).

Règlement concernant l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel: après l'éclatement de la guerre en Ukraine, l'UE a imposé à la Russie huit séries de sanctions. La Russie y a réagi en limitant notamment ses livraisons de gaz naturel à l'Europe. De son côté, l'UE a adopté en juin 2022 un nouveau règlement sur le stockage du gaz⁷². Elle veut ainsi s'assurer que, malgré les perturbations sur le marché gazier, les réservoirs de gaz soient pleins dans l'UE avant l'hiver et puissent être utilisés conjointement par les États membres. Aux termes du règlement, les réservoirs de gaz sur le territoire des États membres doivent être remplis à 80% au moins avant le 1^{er} novembre 2022 et à 90% les années suivantes. Début août 2022, les ministres de l'énergie de l'UE ont également adopté un nouveau règlement visant à réduire la demande de gaz⁷³ afin de diminuer la consommation de gaz de 15% durant l'hiver 2022/23. L'objectif devait être principalement atteint par le biais de mesures volontaires; en cas de situation critique, l'UE aurait pu déclencher une «alerte de l'Union» et édicter des mesures contraignantes. Comme l'UE juge encore le risque de pénurie de gaz élevé, le Conseil européen a décidé en mars 2023, sur proposition de la Commission, que l'objectif volontaire d'économie de gaz de 15% s'appliquerait également l'hiver prochain⁷⁴. En avril 2022, l'UE avait déjà lancé une plateforme énergétique⁷⁵ pour permettre aux États membres d'acheter du gaz en commun. L'objectif est de diversifier l'approvisionnement en gaz et de coordonner les négociations avec les fournisseurs. De cette manière, l'UE veut

⁷² Règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) no 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz.

⁷³ Règlement (UE) 2022/1369 du Conseil relatif à des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz.

⁷⁴ Règlement (UE) 2023/706 du Conseil modifiant le règlement (UE) 2022/1369 en ce qui concerne la prolongation de la période de réduction de la demande pour les mesures de réduction de la demande de gaz et le renforcement de l'établissement de rapports sur la mise en œuvre de ces mesures et du suivi de cette mise en œuvre.

⁷⁵ Règlement (UE) 2022/2576 du Conseil renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz.

éviter que les États membres ne surenchérisent les uns sur les autres dans l'acquisition du gaz. Les mesures à prendre en cas de menace sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz sont définies dans le règlement «SoS» au niveau européen. L'un des éléments essentiels du règlement⁷⁶ révisé en 2017 est le principe de solidarité, en vertu duquel les États membres voisins se soutiennent mutuellement en cas de crise grave afin d'assurer l'approvisionnement énergétique des ménages et des principaux services sociaux et concluent des contrats bilatéraux entre eux. Fin 2022, seuls six des 40 accords bilatéraux nécessaires avaient été conclus⁷⁷. Dans le contexte de la crise énergétique, la Commission européenne a fixé fin 2022 des règles standard⁷⁸ pour les États membres qui n'avaient pas encore conclu d'accord de solidarité. Cela permet de garantir que chaque État membre puisse bénéficier de mesures de solidarité de la part d'un autre État membre. La Suisse n'est pas liée à cette clause (cf. *chapitre 2*). La conclusion d'un accord de solidarité avec un pays tiers comme la Suisse n'est pas obligatoire, même si ce pays fait transiter du gaz d'un État membre à un autre. Jusqu'en 2020, la Suisse a participé ponctuellement et sur invitation de la Commission européenne, en tant qu'observatrice, aux séances du Groupe de coordination pour le gaz institué par l'UE après la crise du gaz de 2009 entre la Russie et l'Ukraine (cf. *chapitre Sécurité de l'approvisionnement en gaz*). Depuis, la Suisse n'est plus invitée, à l'exception de quelques réunions pendant la pandémie et la crise énergétique (sources: COM(2022) 360 final / COM(2022) 361 final).

9.2.8 Développements dans le domaine de l'hydrogène

La Suisse dépendra à l'avenir des importations d'hydrogène, raison pour laquelle les échanges transfrontaliers d'hydrogène avec les pays européens voisins seront essentiels. Il est donc important que les normes et les garanties d'origine soient harmonisées au niveau international pour l'hydrogène.

En 2023, la Commission européenne a définitivement adopté deux règlements délégués de la Commission sur la définition de l'hydrogène renouvelable dans l'UE. Le premier fixe les conditions dans lesquelles les sources d'énergie à base d'hydrogène peuvent être considérées comme des carburants renouvelables d'origine non biologique (*Renewable Fuel of Non-Biological Origin - RFNBO*) au sens de la directive sur les énergies renouvelables (RED). Le second définit une méthodologie pour calculer les émissions de gaz à effet de serre des RFNBO tout au long du cycle de vie. La Commission estime qu'avec la publication de ces définitions, 500 TWh de production d'électricité renouvelable seront nécessaires d'ici 2030 pour atteindre l'objectif de 10 millions de tonnes d'hydrogène renouvelable dans l'UE d'ici 2030.

L'UE prépare actuellement un paquet sur la décarbonation du marché de l'hydrogène et du gaz, qui fournira le cadre légal requis de toute urgence pour les investissements nécessaires tant dans un réseau central européen pour l'hydrogène (*European Hydrogen Backbone*) que dans la production d'hydrogène renouvelable et à faible teneur en carbone ainsi que de biométhane. Le paquet comprend une proposition de règlement et une proposition de directive établissant des règles communes pour le marché intérieur des gaz renouvelables, du gaz naturel et de l'hydrogène. Ces propositions visent à créer un cadre juridique pour une infrastructure et des marchés de l'hydrogène spécifiques et pour une planification intégrée des réseaux. Par ailleurs, elles introduisent des règles de protection des consommateurs et renforcent la sécurité de l'approvisionnement. Le paquet devrait définir les positions sur le futur marché du gaz et de l'hydrogène. Il définira notamment la manière dont les réseaux de gaz et d'hydrogène seront dissociés et limitera l'ajout d'hydrogène aux points nodaux transfrontaliers à un volume de 2% afin de garantir une qualité de gaz harmonisée. En outre, il est nécessaire de promouvoir l'hydrogène renouvelable et sans carbone par le biais de rabais importants sur les tarifs d'injection dans le réseau et les tarifs de transport.

La mise en place d'une infrastructure d'hydrogène performante au sein de l'UE est largement soutenue par les pouvoirs publics à travers différents programmes d'encouragement, tels que les projets d'intérêt

⁷⁶ Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010

⁷⁷ Allemagne-Danemark, Allemagne-Autriche, Italie-Slovénie, Estonie-Lettonie, Lituanie-Lettonie, Estonie-Finlande.

⁷⁸ Art. 27 du règlement (UE) 2022/2576 du Conseil renforçant la solidarité grâce à une meilleure coordination des achats de gaz, à des prix de référence fiables et à des échanges transfrontières de gaz.

commun (PIC) ou les projets importants d'intérêt européen commun (PIIEC). Une banque européenne de l'hydrogène sera créée pour les importations d'hydrogène en provenance de l'extérieur de l'UE. Elle se fonde sur l'initiative allemande H2Global, où l'hydrogène est acheté par le biais d'un appel d'offres du côté de l'offre et vendu par le biais d'un appel d'offres du côté de la demande. La différence éventuelle entre l'offre et la demande est financée par des fonds publics (source: Commission européenne, 2021).

9.3 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 (UNFCCC) 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 «Biennal

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.

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, 2023h+2022e+2021a+ c+f+2019b / DETEC, 2021 / OFEV, 2022b / IPCC, 2021+2023).

9.4 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'énergie*⁷⁹. 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 Slovénie, le Danemark, 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).

⁷⁹ 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.

Liste bibliographique et des sources

Avenergy Suisse (2023): Rapports annuels 2013-2022.

AFD/DGD (2023): Administration fédérale des douanes/Direction générale des douanes, Charge fiscale sur les carburants et combustibles 2023.

AFF (2023): Administration fédérale des finances, Évolution des taux applicables à la TVA 2022.

ASIG (2023): Association suisse de l'industrie gazière, Statistique annuelle 2022.

COM(2016) 860 final: Communication de la Commission européenne, Une énergie propre pour tous les Européens.

COM(2019) 640 final: Communication de la Commission européenne, Le pacte vert pour l'Europe.

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(2021) 660 final: Communication de la Commission, Lutte contre la hausse des prix de l'énergie: une panoplie d'instruments d'action et de soutien.

COM(2022) 547 final: Rapport sur l'état de l'union de l'énergie 2022.

COM(2022) 230 final: Communication de la commission, Plan REPowerEU.

COM(2022) 360 final: Communication de la commission, «Des économies de gaz pour se préparer à l'hiver».

COM(2022) 361 final: Proposition de Règlement du conseil arrêtant des mesures coordonnées de réduction de la demande de gaz .

COMCO (2020): Commission de la concurrence, communiqué du 4 juin 2020, La COMCO ouvre le marché du gaz en Suisse centrale.

Commission européenne (2021): La Commission propose un nouveau cadre européen pour décarboner les marchés du gaz, promouvoir l'hydrogène et réduire les émissions de méthane.

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 3 juillet 2019 sur le train de mesures destiné à réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'administration fédérale.

Conseil fédéral (2019b): Communiqué de presse du 28 août 2019 sur l'objectif climatique 2050 de la Suisse (zéro émission nette).

Conseil fédéral (2019c): Consultation relative à la loi sur l'approvisionnement en gaz.

Conseil fédéral (2020): Message relatif à un projet d'arrêté fédéral sur un crédit d'engagement destiné au programme d'encouragement de la recherche SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition) pour les années 2021 à 2032, FF 2020 1885.

Conseil fédéral (2021a): Stratégie climatique à long terme de la Suisse.

Conseil fédéral (2021b): Message concernant la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, FF 2021 1666.

Conseil fédéral (2021c): Message relatif à l'initiative populaire « Pour un climat sain (initiative pour les glaciers) » et au contre-projet direct (arrêté fédéral relatif à la politique climatique) FF 2021 1972.

Conseil fédéral (2021d): Communiqué de presse du 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): Stratégie énergétique 2050, Rapport quinquennal dans le cadre du monitoring.

Conseil fédéral (2022c): Communiqué de presse du 23 septembre 2022, le Conseil fédéral recommande de commuter les installations bicombustibles.

Conseil fédéral (2022e): Communiqué de presse du 17 août 2022, COP27 sur le climat: le Conseil fédéral adopte le mandat de la délégation suisse.

Conseil fédéral (2022f): Message relatif à la révision de la loi sur le CO₂ pour la période postérieure à 2024.

Conseil fédéral (2023a): Consultation relative à un crédit d'engagement pour le programme d'encouragement de la recherche SWEETER pour les années 2025 à 2036.

Conseil fédéral (2023b): 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 (2023c): Communiqué de presse du 22 juin 2023, le Conseil fédéral entend accélérer la construction de centrales solaires, éoliennes et hydroélectriques.

Conseil fédéral (2023d): Communiqué de presse du 17 mars 2023, le conseil fédéral met en vigueur des modifications d'ordonnances pour la promotion de l'énergie solaire.

Conseil fédéral (2023e): Communiqué de presse du 21 juin 2023, le Conseil fédéral fixe certaines valeurs-clés de la loi sur l'approvisionnement en gaz.

Conseil fédéral (2023f): Communiqué de presse du 21 juin 2023, le Conseil fédéral approuve les paramètres d'un mandat de négociation avec l'Union européenne.

Conseil fédéral (2023g): Message relatif à la modification de la loi sur l'énergie (dénommé «projet de loi pour l'accélération des procédures»).

Conseil fédéral (2023h): Communiqué de presse du 22 septembre 2023, COP28 sur le climat : le Conseil fédéral adopte le mandat de la délégation suisse.

Conseil fédéral (2023i): Communiqué de presse du 22 septembre 2023, le Conseil fédéral fixe à nouveau un objectif volontaire de réduction de la demande de gaz pour l'hiver 2023/2024.

Conseil fédéral (2023j): Communiqué de presse du 29 septembre 2023, garantir les capacités de livraison pour le gaz naturel.

Conseil fédéral (2023k): Communiqué de presse du 10 mai 2023, l'Approvisionnement économique du pays instaure un monitoring dans le domaine du gaz.

Conseil fédéral (2023l): Communiqué de presse du 22 novembre 2023, le Conseil fédéral souhaite continuer à accélérer le développement des réseaux électriques.

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, divers communiqués de presse.

DETEC (2023): Département fédéral de l'environnement, de l'énergie, des transports et de la communication, divers communiqués de presse.

Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).

Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe, Aktualisierung bis 2015 (sur mandat de l'OFEV, en allemand seulement).

Eicher + Pauli (2023): Statistique suisse des énergies renouvelables 2022 (sur mandat de l'OFEN).

EiCom (2023a): Commission fédérale de l'électricité, Rapport d'activité 2022.

EiCom (2023b): Commission fédérale de l'électricité, Données brutes des tarifs des gestionnaires suisses de réseau de distribution.

EiCom (2023c): Commission fédérale de l'électricité, Transparence du marché en 2022.

EiCom (2023d): Commission fédérale de l'électricité, Rapports sur le marché à terme et le marché spot.

EiCom (2023e): Commission fédérale de l'électricité, Capacité de production hivernale – estimations de l'EiCom d'ici 2025.

EiCom (2023f): Commission fédérale de l'électricité, Qualité de l'approvisionnement en électricité en 2022.

ENTSO-E (2022): European Resource Adequacy Assessment, Annex 4 – Country Comments, 2022 Edition.

Eurostat (2023): Preliminary 2022 data 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.

Frontier Economics (2021): Analyse der Stromzusammenarbeit Schweiz-EU (en allemand, résumé en français).

GRD (2023): Collecte de données sur la consommation propre et les composants de réseau intelligents auprès des gestionnaires de réseaux de distribution (sur mandat de l'OFEN).

Innosuisse (2023): Site internet et informations sur l'Initiative Flagship.

Interface/Joanneum Research (2022): Evaluation du Programme d'encouragement énergie (en allemand uniquement).

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.

KliK (2023): Fondation pour la protection du climat et la compensation de CO₂ KliK, rapport annuel 2022.

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

OCDE/AIE (2022a): Agence internationale de l'énergie, Coal 2022: Analysis and Forecast to 2025.

OCDE/IEA (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 trafic aérien international 2022 dans le cadre de l'inventaire des gaz à effet de serre.

OFAE (2023a): Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays, Communiqué de presse du 22 juillet 2022, la sécheresse perturbe l'approvisionnement de la Suisse en produits pétroliers.

OFAE (2023b): Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays, Communiqué de presse du 18 août 2022, deuxième découvert dans les réserves obligatoires de produits pétroliers.

OFAE (2023c): Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays, Communiqué de presse du 17 octobre 2023, les carburants et combustibles liquides ne sont plus sujets à pénurie.

OFAE (2023d): Office fédéral pour l'approvisionnement économique du pays, Rapport sur le stockage stratégique.

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

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

OFEN (2021): Office fédéral de l'énergie, Remboursement du supplément réseau: récapitulatif des indicateurs 2018 et 2019.

OFEN (2022a): Office fédéral de l'énergie, Statistique de la recherche énergétique 2021.

OFEN (2022b): Office fédérale de l'énergie, divers communiqués de presse

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 (2023c): Office fédéral de l'énergie, Statistique suisse de l'électricité 2022.

OFEN (2023d): Office fédéral de l'énergie, Recherche énergétique et innovation. Rapport 2022.

OFEN (2023e) Office fédéral de l'énergie, Rapport Energieverbrauch und Energieeffizienz der neuen Personenwagen, Lieferwagen und leichten Sattelschlepper 2022 (en allemand avec résumé en français).

OFEN/Swissgrid (2023): Informations sur l'état d'avancement des projets de réseau.

OFEN/EICom/OFAE (2022): Étude concernant l'approvisionnement en énergie à court terme en Suisse pour l'hiver 2022/2023 (en allemand uniquement).

OFEV (2022a): Office fédéral de l'environnement, Switzerland's eighth national communication and fourth 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 (STATPOP) 2022.

OFS (2023b): Office fédéral de la statistique, Comptes nationaux de la Suisse 2022.

OFS (2023c): Office fédéral de la statistique, Indice suisse des prix à la consommation, prix moyens de l'énergie et des carburants 2022.

OFS/OFEV/ARE (2023): Système d'indicateurs MONET (monitoring du développement durable).

Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).

Prognos (2015): Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung (sur mandat de l'OFEN, en allemand seulement).

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).

SEFRI (2023): Secrétariat d'État à la formation, à la recherche et à l'innovation, site web sur l'état actuel de Horizon Europe.

Swissgas et ASIG (2023): Données transmises pour le calcul des normes relatives aux infrastructures / critère N-1.

Swissgrid (2015): Réseau stratégique 2025.

Swissgrid (2023a): Garantie de la sécurité de l'approvisionnement en 2025 – Actualisation des calculs.

Swissgrid (2023b): Rapport annuel 2022

Swissolar (2023): Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2022 (sur mandat de l'OFEN).

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).

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

Table des illustrations

Figure 1: Objectifs selon la Stratégie énergétique 2050	12
Figure 2: Champs thématiques et indicateurs du rapport de monitoring annuel (version détaillée).....	14
Figure 3: Évolution de la consommation énergétique finale par habitant depuis 2000 (valeurs indexées)	16
Figure 4: Évolution de la consommation électrique par habitant depuis 2000 (valeurs indexées).....	17
Figure 5: Évolution de la production électrique issue des énergies renouvelables (sans la force hydraulique) depuis 2000 (GWh)	18
Figure 6: Évolution de la production moyenne probable d'électricité hydraulique (en GWh) depuis 2000 et ventilation par types de centrale pour l'année sous rapport.....	20
Figure 7: Évolution de la consommation d'énergie finale et d'électricité ainsi que d'importants facteurs d'influence (valeurs indexées).....	22
Figure 8: Évolution de la consommation énergétique finale (en TJ), totaux et valeurs par secteurs (groupes de consommateurs).....	23
Figure 9: Part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale (en %)	24
Figure 10: Évolution de la consommation d'énergie finale en Suisse en fonction de l'application	25
Figure 11: Consommation d'électricité de la mobilité électrique et des pompes à chaleur	27
Figure 12: Évolution de l'intensité énergétique et de l'intensité électrique exprimées par le rapport entre la consommation d'énergie finale, respectivement la consommation d'électricité et le PIB réel (en MJ/CHF)	28
Figure 13: Installations PV pour la consommation propre (source: enquête auprès des GRD).....	29
Figure 14: Aperçu des projets de réseau, état d'avancement et année de mise en service prévue (état au 15 octobre 2023)	35
Figure 15: Durée cumulée des phases de projets de réseau au niveau de réseau 1 (état au 15 octobre 2023, en années).....	36
Figure 22: Diversification de l'approvisionnement énergétique: parts des agents énergétiques dans la consommation énergétique finale	48
Figure 23: Diversification de la production électrique: parts des agents énergétiques.....	49
Figure 24: Excédents des importations et production indigène (en TJ); part des importations dans la consommation énergétique brute (en%)	50
Figure 25: Productions mensuelles par types de centrales électriques, importations et consommation nationale durant l'année civile 2022	55
Figure 26: Capacités d'importation aux frontières de la Suisse (en GW)	56
Figure 27: Valeurs de charge simulées en cas de violation du critère N-1 sur le réseau de transport.....	57
Figure 27: Évolution de la durée moyenne d'interruption par consommateur final (expression de la qualité d'approvisionnement en minutes, SAIDI)	58
Figure 29: Ventes de gaz pour les installations mono- et bicom bustibles (parts en%).....	60
Figure 29: Évolution des normes N-1 relatives aux infrastructures pour diverses catégories de la demande (Sources: Swissgas et ASIG, calculs de l'OFEN)	61
Figure 30: Importation de pétrole brut et de produits finis par moyens de transport (quantité importée en)	62
Figure 32: Importations de pétrole brut par pays de provenance (volumes importés en %)	63
Figure 33: Importations de pétrole brut, de produits pétroliers et total des importations pétrolières	64
Figure 34: Évolution des dépenses des consommateurs finaux pour l'énergie (en millions de CHF, estimations) et des importants facteurs d'influence (indexés); répartition par agents énergétiques	67
Figure 35: 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).....	70

Figure 36: 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)	71
Figure 37: Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les ménages (en ct./kWh)	73
Figure 38: Évolution des composantes du prix de l'électricité pour les clients industriels et commerciaux (en ct./kWh)	74
Figure 39: Mazout extra-léger: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l pour des quantités comprises entre 1501 et 3000 litres)	75
Figure 40: Essence et diesel: prix de détail pour les ménages (valeurs nominales en CHF/l)	76
Figure 41: Émissions de CO ₂ liées à l'énergie par habitant (en tonnes de CO ₂ par habitant)	78
Figure 42: Émissions de CO ₂ liées à l'énergie: volumes totaux et par secteur (en millions de tonnes de CO ₂)	79
Figure 43: Émissions de CO ₂ liées à l'énergie dans l'industrie et les services, en fonction de la valeur ajoutée brute (valeurs indexées)	80
Figure 44: Émissions de CO ₂ liées à l'énergie et dues aux voitures de tourisme en relation au parc de véhicules et aux prestations kilométriques (valeurs indexées)	81
Figure 45: Dépenses des collectivités publiques pour la recherche énergétique, ventilées par domaines de recherche (en millions de CHF, réel)	83