



Rapports Axpo Energy Synthèse



24 mars 2026

Avant-propos

La Suisse doit assurer son approvisionnement en électricité pendant l'hiver. Pour ce faire, il est nécessaire, outre une étroite collaboration avec les pays voisins et l'UE, de mettre en place un approvisionnement en électricité sûr, abordable et à faibles émissions sur le territoire national. Cependant, le développement de la production d'électricité hivernale ne progresse que lentement.

En 2025, Axpo a lancé un projet visant à susciter le débat sur l'avenir de l'approvisionnement en électricité de la Suisse, dans le but de favoriser la formation d'une opinion au sein de la classe politique et du grand public en faveur d'un approvisionnement énergétique durable.

Les travaux se sont concentrés sur les moyens d'augmenter la production d'électricité en hiver, et en particulier sur la manière dont quatre technologies de production – l'éolien, le nucléaire, le gaz et le solaire – présentant le plus grand potentiel de développement peuvent y contribuer. L'hydroélectricité et d'autres technologies sont également prises en compte, bien que leur potentiel de croissance global soit limité.

Les différentes technologies ont été évaluées selon plusieurs critères afin d'offrir une vue d'ensemble complète de leurs avantages et inconvénients. Deux scénarios réalistes ont été élaborés pour montrer comment ces technologies pourraient être combinées pour façonner l'approvisionnement futur de la Suisse en électricité. Des recommandations concernant les mesures importantes à prendre pour garantir l'extension des capacités ont également été formulées.

REMERCIEMENTS ET CLAUSE DE NON-RESPONSABILITÉ

Cet ouvrage s'appuie sur des analyses approfondies réalisées par des experts issus de tous les secteurs d'activité d'Axpo, ainsi que sur la collaboration avec des institutions externes (notamment l'ETH Zurich et l'Institut Paul Scherrer). Un comité consultatif a également été sollicité ; celui-ci est composé de représentants de tous les partis politiques et comprend des experts issus des milieux scientifiques, du conseil, ainsi que d'associations environnementales et industrielles. Cette publication a été réalisée au nom d'Axpo ; les contributions et les commentaires des membres du comité consultatif ont été pris en compte lors du processus d'élaboration et intégrés dans la discussion. La décision concernant les aspects à inclure dans la publication a été prise exclusivement par Axpo, tout comme la responsabilité des évaluations et des recommandations présentées.

MEMBRES DU COMITÉ CONSULTATIF :

- Alexander Keberle
- Christian Imark
- Christian Schaffner
- Christian Wasserfallen
- Felix Wenger
- Jürg Grossen
- Markus Flatt
- Marionna Schlatter
- Michael Frank
- Patrick Hofstetter
- Priska Wismer-Felder
- Roger Nordmann

ÉTUDES EXTERNES

AVEC : **ETH** zürich

FEN
RESEARCH CENTER FOR ENERGY NETWORKS
FORSCHUNGSSTELLE ENERGIENETZE

PSI

swiss
economics

Basler & Hofmann

Ordre du jour

- 01 Problématique
- 02 Comparaison des technologies
- 03 Analyse des scénarios
- 04 Recommandations d'action



01 Problématique

Garantir en électricité en hiver est l'un des principaux défis d'approvisionnement auxquels la Suisse est confrontée



Aujourd'hui, grâce à des investissements réalisés par le passé, la Suisse bénéficie d'une grande sécurité d'approvisionnement ; toutefois, pendant la saison hivernale, la production nationale d'électricité est déjà inférieure à la demande.

- Grâce à l'hydroélectricité, à l'énergie nucléaire, aux nouvelles énergies renouvelables et à une bonne intégration dans le réseau électrique européen, l'approvisionnement est actuellement assuré.
- La plupart des années, la demande d'électricité en hiver dépasse déjà la production hivernale, car l'énergie solaire et l'énergie hydraulique sont principalement disponibles en été et les besoins en électricité sont plus élevés en hiver qu'en été.



Une électrification généralisée du système énergétique est essentielle pour la décarbonisation de la Suisse. Afin de garantir l'approvisionnement en électricité, il faudra ajouter environ 40 TWh supplémentaires de production d'électricité supplémentaire d'ici 2050, dont 25 TWh pendant la saison hivernale.

- L'électrification est déterminante pour la décarbonisation et la réduction de la dépendance vis-à-vis de l'étranger.
- La demande en électricité augmentera, sous l'effet de l'électrification du chauffage et de la mobilité, ainsi que de la croissance démographique, malgré les gains d'efficacité. Des facteurs supplémentaires, tels que l'expansion des centres de données, peuvent encore accroître la demande.
- Une partie de la production d'électricité actuelle disparaîtra, notamment en raison de la sortie du nucléaire.
- Le développement actuel se concentre sur le photovoltaïque, ce qui conduit à une concentration encore plus forte de la production en été.



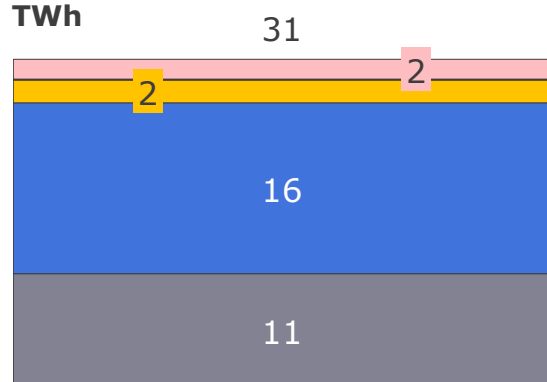
La Suisse peut relever les défis de l'approvisionnement en électricité en hiver, mais la solution doit garantir un système efficace et abordable.

- Le développement de la production d'électricité hivernale nationale et l'intégration dans le réseau électrique européen garantissent un approvisionnement énergétique sûr et à faibles émissions pour la Suisse. Parallèlement, le futur système énergétique doit également être efficace et abordable pour les consommateurs, conformément au trilemme énergétique.

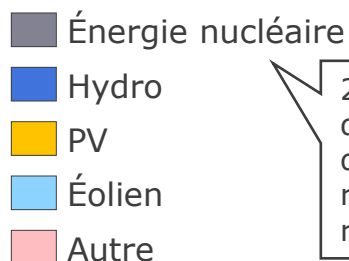
Aujourd'hui, la Suisse bénéficie d'un approvisionnement sûr ; toutefois, pendant la saison hivernale, la production nationale d'électricité est déjà inférieure à la demande

Mix électrique saison hivernale oct.-mars¹ en TWh, 2025

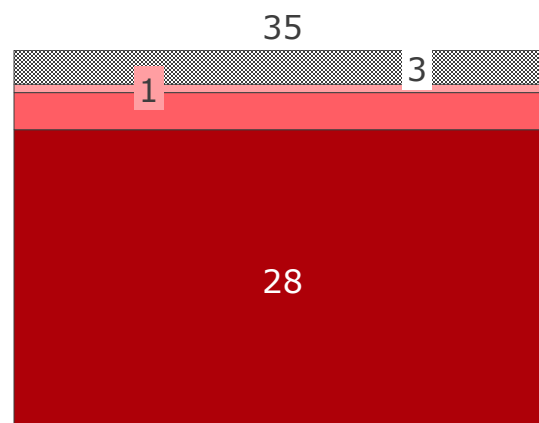
+ Énergie nucléaire LTC² : 6 TWh



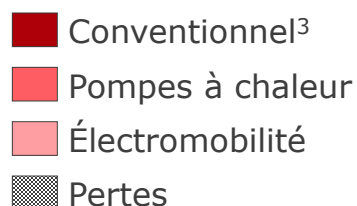
PRODUCTION



2,3 TWh de déficit en oct.-déc. 2025 en raison de la révision KKG



DEMANDE



Aujourd'hui, la Suisse bénéficie d'un approvisionnement sûr grâce aux investissements réalisés par le passé et à son intégration dans le marché européen de l'électricité pour les importations. Toutefois, pendant la saison hivernale, la production d'électricité est déjà inférieure à la demande

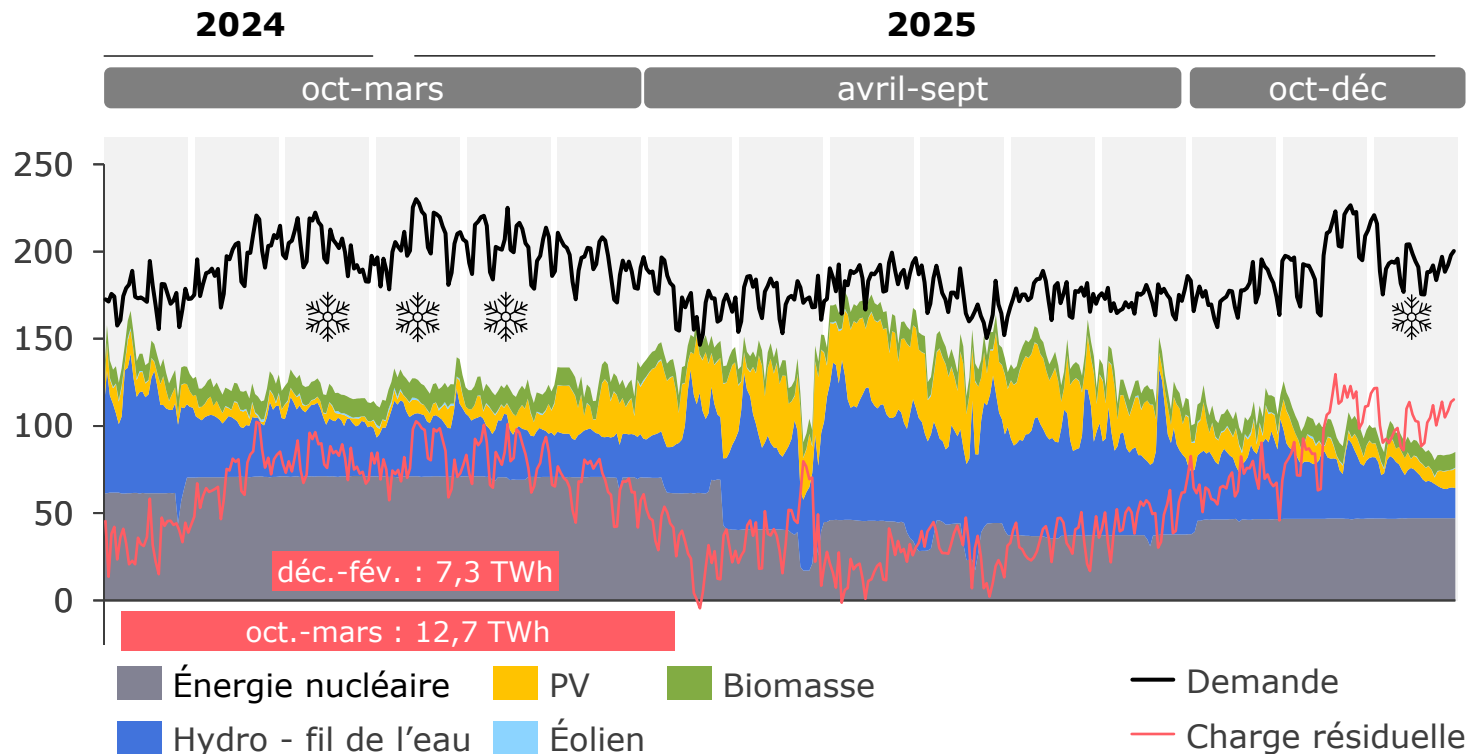
- Grâce à l'hydroélectricité, à l'énergie nucléaire, aux nouvelles énergies renouvelables et à une bonne intégration dans le réseau électrique européen, l'approvisionnement est actuellement assuré
- La demande d'électricité en hiver est déjà supérieure à la production hivernale la plupart des années, car l'énergie solaire et l'énergie hydraulique sont principalement disponibles en été et la demande d'électricité est plus élevée pendant la saison hivernale que pendant la saison estivale

1) Janv. 2025 – mars 2025 / oct. 2025 – déc. 2025 ; 2) Contrats à long terme (LTC) avec des actifs nucléaires français. Ces contrats garantissent un approvisionnement en électricité à long terme d'environ 12 TWh par an ; 3) La demande conventionnelle comprend les ménages, l'industrie, le commerce, les services, les transports, l'agriculture et le secteur public. Source : OFEN (production d'électricité/demande en 2025)

Analyse approfondie : l'accent est mis sur la période hivernale d'octobre à mars, car la charge résiduelle est élevée et les centrales à accumulation peuvent être utilisées de manière flexible pendant cette période

Charge résiduelle, GWh/jour

La charge résiduelle correspond à la différence entre la demande totale en électricité et la production d'électricité issue des sources d'énergie renouvelables variables (énergie solaire et éolienne) ainsi que de l'énergie nucléaire et de la biomasse (production de base). La contribution des centrales de stockage flexibles (11,9 TWh oct. 2024 - mars 2025) ainsi que des importations n'est pas prise en compte ici. C'est avec elles que la charge résiduelle doit être couverte.



❄ Hiver météorologique

Pourquoi le semestre d'hiver ?

Dans cette analyse, nous nous concentrons toujours sur le semestre d'hiver, d'octobre à mars, car c'est à cette période que la production nationale d'électricité issue de l'hydroélectricité et du photovoltaïque diminue, tandis que la demande augmente. Dans des conditions normales, la charge résiduelle est la plus élevée pendant l'hiver météorologique (du 1er décembre au 28 février) (cette période représente 7,3 TWh sur les 12,7 TWh de charge résiduelle du semestre d'hiver), car la contribution du photovoltaïque diminue encore davantage.

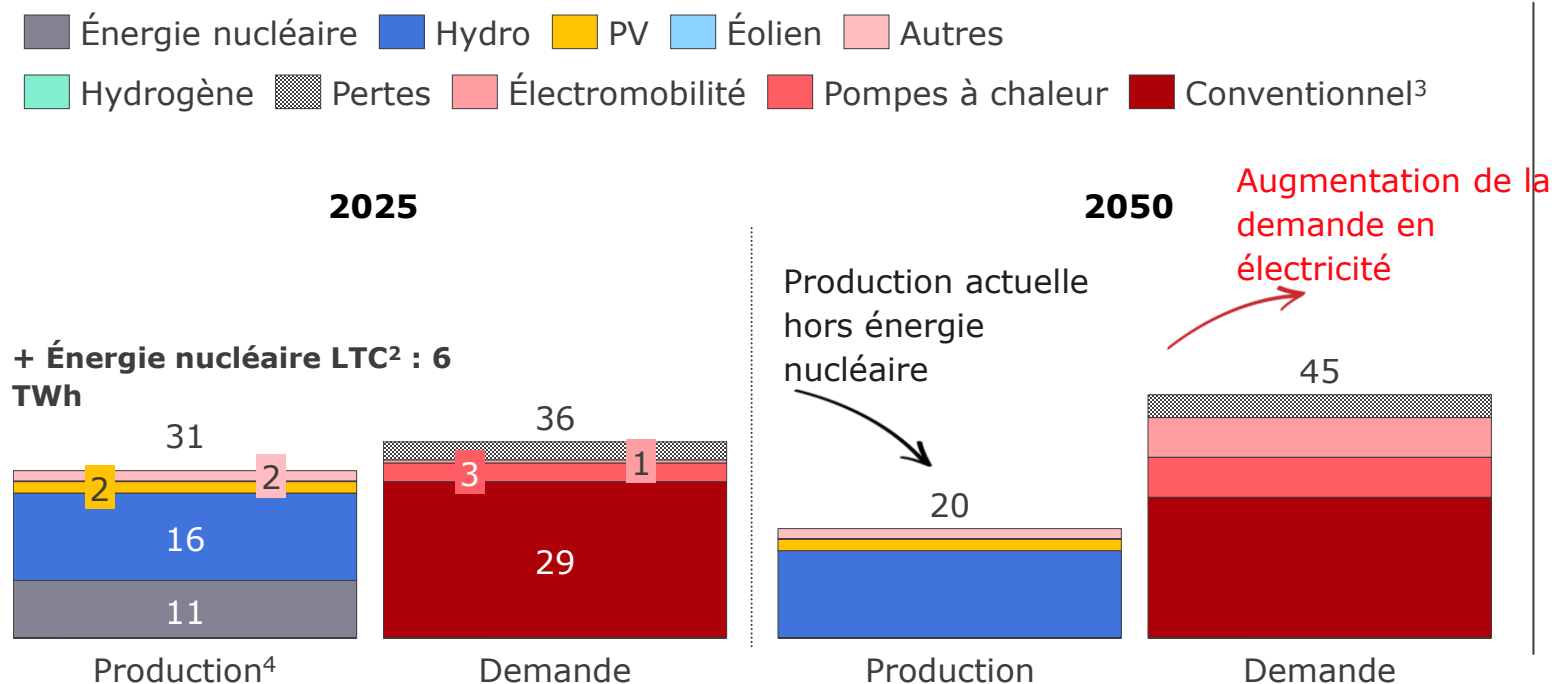
Grâce à ses centrales à accumulation et à ses bonnes capacités d'importation et d'exportation, la Suisse est en mesure de déplacer assez facilement l'énergie au cours de la saison hivernale en fonction des besoins.

Ainsi, la production d'énergies renouvelables tout au long de la saison hivernale peut contribuer à ralentir la vidange des lacs de retenue et à les garder disponibles pour les semaines critiques.

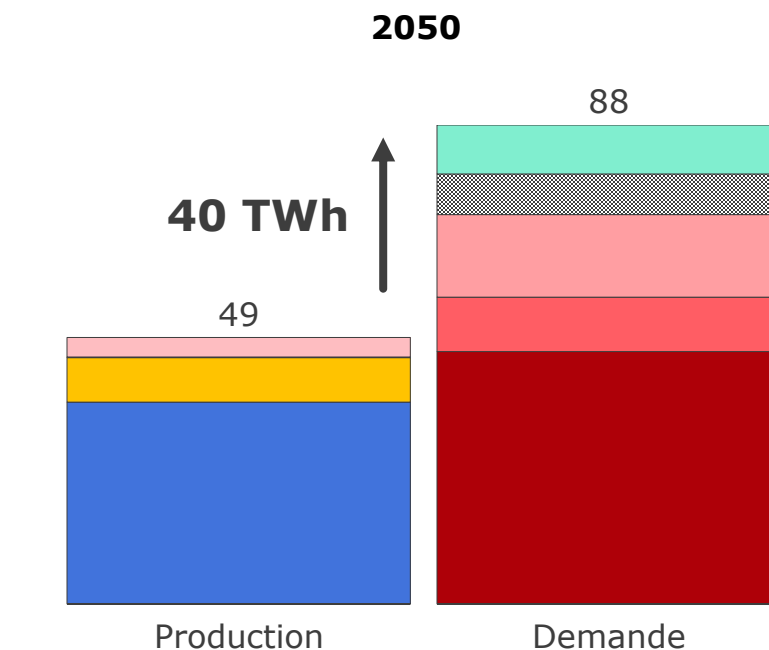
L'électrification est essentielle à la décarbonisation. Une augmentation de la production d'électricité est nécessaire : 25 TWh au cours du semestre d'hiver

La transition vers la décarbonisation de notre économie repose sur une électrification croissante du système énergétique

Production d'électricité et demande saison hivernale oct.-mars¹, TWh



Production d'électricité et demande annuelles, en TWh



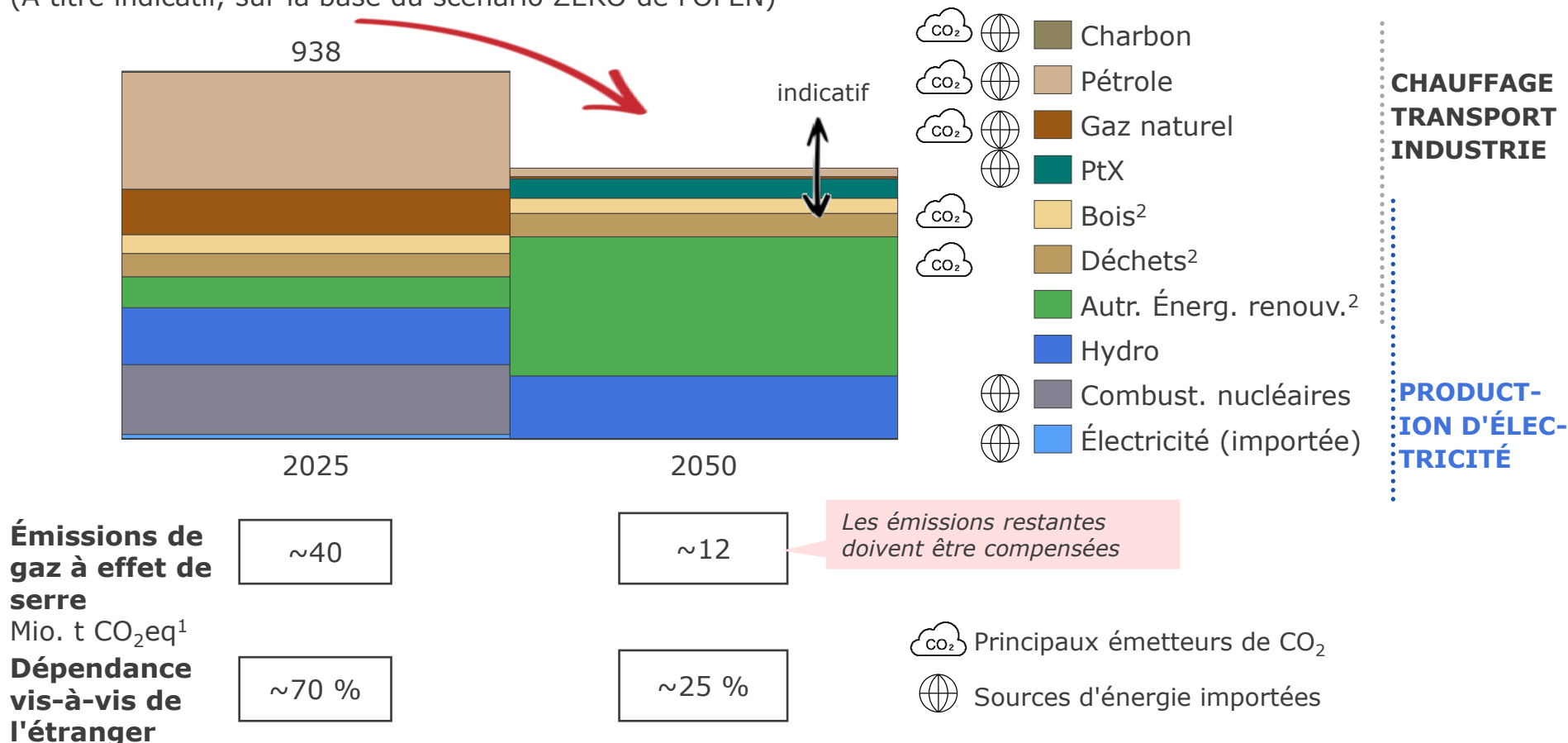
- Une partie de la production d'électricité actuelle va disparaître, notamment en raison de la sortie prévue du nucléaire
- Le développement actuel se concentre presque exclusivement sur le photovoltaïque, ce qui conduit à une concentration encore plus forte de la production en été
- La demande en électricité va augmenter, sous l'effet de l'électrification et de la croissance démographique, malgré les gains d'efficacité. D'autres facteurs, tels que le développement des centres de données, peuvent encore accroître la demande
- D'ici 2050, il faudra ajouter environ 40 TWh de production d'électricité supplémentaire, dont 25 TWh pendant la saison hivernale

1) Janv. 2025 – mars 2025 / oct. 2025 – déc. 2025 ; 2) Contrats à long terme (LTC) avec des actifs nucléaires français. Ces contrats garantissent un approvisionnement en électricité à long terme d'environ 12 TWh par an ; 3) La demande conventionnelle comprend les ménages, l'industrie, le commerce, les services, les transports, l'agriculture et le secteur public. Source : OFEN (production d'électricité/demande en 2025) ; 4) Déficit de 3 TWh en oct.-déc. 2025 en raison de la révision des centrales nucléaires

Analyse approfondie : l'électrification est essentielle à la décarbonisation et à la réduction de la dépendance vis-à-vis de l'étranger

Consommation brute d'énergie, PJ

Évolution de la consommation brute d'énergie par source d'énergie
(À titre indicatif, sur la base du scénario ZERO de l'OFEN)

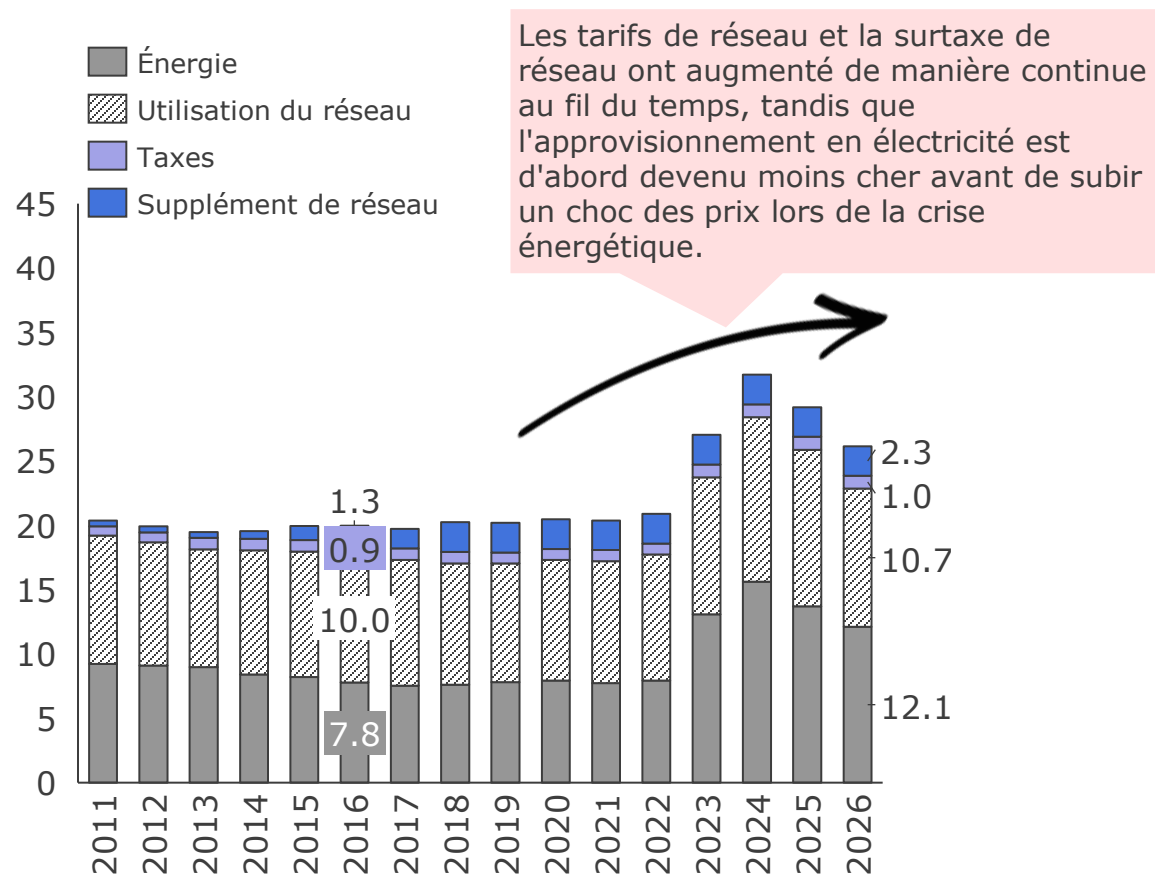


1) Total (national, sans CSC, sans NET) ; 2) Sources d'énergie utilisées à la fois pour la production d'électricité et de chaleur ; Source : OFEN

La Suisse est en mesure de relever les défis liés à l'approvisionnement en électricité en hiver, mais la solution retenue doit garantir un système efficace et abordable

Prix médian de l'électricité en Suisse (ct./kWh)

Prix médian de l'électricité en Suisse par profil de consommation H4¹



Le développement de la production nationale d'électricité en hiver et l'intégration dans le réseau électrique européen renforcent la sécurité d'approvisionnement de la Suisse tout en permettant un approvisionnement énergétique à faibles émissions. Parallèlement, le futur système énergétique doit rester abordable pour les consommateurs.

Pour évaluer l'accessibilité financière pour les clients, trois dimensions doivent être prises en compte :

Énergie- Approvisionnement énergétique :

La production d'électricité nationale doit être rentable et pouvoir être commercialisée de manière compétitive sur le marché européen.

Utilisation du réseau - Extension du réseau :

L'extension des réseaux peut s'avérer coûteuse. La hausse de la demande et la production décentralisée, en particulier le photovoltaïque, peuvent entraîner une augmentation des coûts de réseau. Il existe toutefois des mesures, telles que la flexibilisation de la demande ou les limitations d'injection, permettant de limiter les coûts liés à l'extension du réseau.

Supplément de réseau – Soutien :

En Suisse, les subventions directes sont financées par les clients finaux via la surtaxe de réseau. Ces subventions devraient être utilisées de manière rentable et ciblées sur les défis les plus urgents – comme l'approvisionnement en électricité en hiver – afin de ne pas imposer une charge excessive aux clients.

1) 4'500 kWh/an : appartement de 5 pièces avec cuisinière électrique et sèche-linge (sans chauffe-eau électrique), raccordement 25.

Source : ELCOM



02 Comparaison des technologies

Pour mettre en place un système sûr, la Suisse a besoin d'un bon mix énergétique combinant différentes technologies, car chacune apporte sa contribution à sa manière (I/II)



L'énergie éolienne et l'énergie nucléaire produisent principalement de l'électricité pendant la saison hivernale ; les centrales à gaz assurent de manière ciblée l'approvisionnement hivernal, tandis que le photovoltaïque produit principalement pendant la saison estivale.

- Pour l'éolien, environ 66 % de la production annuelle est réalisée pendant la saison hivernale, contre 55 % pour le nucléaire. Les centrales à gaz dépendent de la demande et fonctionneraient probablement presque exclusivement pendant la saison hivernale.
- Le photovoltaïque produit principalement pendant la saison estivale et ne contribue que de manière limitée à l'approvisionnement hivernal, avec environ 27 % actuellement.



L'acceptation varie fortement selon la technologie : le photovoltaïque sur toiture bénéficie d'une forte acceptation, l'énergie éolienne se heurte localement à une opposition bien organisée avec de nombreuses oppositions, l'énergie nucléaire polarise fortement la société, et l'acceptation des centrales à gaz dépend essentiellement des émissions et du profil d'utilisation.

- De manière générale, le soutien au niveau national diffère nettement de l'acceptation au niveau local.
- Les sondages nationaux montrent une acceptation sociale de 72 % pour l'éolien, 56 % pour le nucléaire, 50 à 92 % pour le solaire et 39 % pour le gaz.
- Au niveau local, le photovoltaïque sur toiture bénéficie d'une très forte acceptation. L'éolien est nettement plus controversé localement ; presque tous les projets sont confrontés à des oppositions et à des retards. Le nucléaire est très bien accepté sur les sites existants. Il manque d'expérience locale pour le gaz ; les centrales de réserve ont jusqu'à présent rencontré une résistance modérée.



Les conditions-cadres actuelles sont favorables au photovoltaïque sur toiture; pour l'énergie éolienne, les effets de l'arrêté d'accélération restent encore à déterminer. L'énergie nucléaire est exclue en raison de l'interdiction de construire de nouvelles centrales, et les centrales à gaz commercialisées ne disposent actuellement d'aucun cadre réglementaire approprié.

- Le photovoltaïque sur toiture bénéficie d'un soutien complet et est uniquement soumis à déclaration. Pour l'éolien, 7 TWh de zones propices sont disponibles ; la mise en œuvre cantonale du décret d'accélération est essentielle pour le succès, il faut renoncer à l'accord formel des communes.
- Pour l'énergie nucléaire, la levée de l'interdiction de construire de nouvelles centrales est nécessaire ; il faut en outre des procédures d'autorisation accélérées et des instruments de promotion adaptés. Les centrales à gaz sont en principe autorisables, mais nécessitent des adaptations en matière de valorisation de la chaleur résiduelle et de réglementation des taxes sur le CO₂.

Pour mettre en place un système sûr, la Suisse a besoin d'un mix énergétique combinant différentes technologies, car chacune apporte sa contribution à sa manière (II/II)



Les installations photovoltaïques sur toiture peuvent être mises en place rapidement ; les effets de l'arrêté d'accélération sur l'éolien et le photovoltaïque au sol restent encore à déterminer ; de nouvelles centrales nucléaires ne seront possibles qu'à partir de 2045 et les centrales à gaz du marché à partir de 2035.

- Les projets éoliens actuels durent en moyenne 13 ans ; l'arrêté d'accélération permettrait de réduire cette durée à 6 ans en moyenne – il en va de même pour les installations photovoltaïques au sol. Un renforcement de la planification à l'échelle nationale est également nécessaire.
- Processus d'autorisation et construction de centrales nucléaires possibles en 14 à 16 ans si l'interdiction de construction est levée et qu'un cadre réglementaire approprié est mis en place ; possible au plus tôt à partir de 2045. Nouvelles centrales à gaz possibles d'ici 2035.



Les technologies présentent des besoins de subvention très différents pour l'électricité hivernale : les centrales au gaz naturel ont les besoins les plus faibles et le photovoltaïque sur toiture les plus élevés.

- L'éolien et le photovoltaïque au sol ont des besoins de subvention similaires par MWh d'électricité hivernale produite, ceux du nucléaire sont légèrement supérieurs. Le gaz présente les besoins de subvention les plus faibles grâce à la valeur de marché élevée de l'électricité produite. Les besoins de subvention pour les petites installations photovoltaïques sur toiture sont plus de quatre fois supérieurs à ceux du nucléaire.



Les coûts d'extension du réseau, qui augmentent déjà en raison de la hausse de la demande, pourraient encore s'accroître avec le développement de la production d'électricité – en particulier en cas de forte expansion des installations photovoltaïques décentralisées.

- L'éolien, le nucléaire, le gaz et le photovoltaïque au sol ont un impact modéré sur l'extension du réseau de distribution, car le raccordement au réseau s'effectue à des niveaux de réseau supérieurs ; le photovoltaïque sur toiture peut entraîner une extension du réseau et nécessite des mesures d'intégration.



Le photovoltaïque sur toiture présente la part de coûts nationaux la plus élevée, tandis que pour les centrales à gaz, une grande partie des dépenses est destinée à l'étranger en raison des importations de combustible.



Chaque technologie a des impacts environnementaux spécifiques : émissions de CO₂ pour le gaz, déchets radioactifs pour l'énergie nucléaire, déchets spéciaux et besoins en terrains pour le solaire, ainsi que besoins en métaux critiques pour l'éolien.

Quatre technologies de production — éolienne, nucléaire, gazière et solaire — peuvent augmenter la production d'électricité en hiver

Éolien

Nucléaire

Solaire

Gaz

Hydro³

Autres³

 **PV sur toit <30 kW**
Autres tailles dans le rapport technologique¹

 **PV sur infrastructures**
Sur des bâtiments existants, par exemple des parkings

 **PV en façade**
À la verticale sur les façades des bâtiments

 **PV au sol**
Sur des prairies, des friches, etc.

 **PV alpin**
Régions alpines à plus de 1 500 m d'altitude

 **Agri-PV**
Sans restriction pour l'agriculture

 Rapport de synthèse

 Rapports technologiques

Aujourd'hui

 **Gaz naturel fossile**
est le combustible standard actuel et génère des émissions directes de CO₂.
Aujourd'hui, des quotas d'émission sont requis dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émission.

Possible d'ici 2050, mais avec de fortes incertitudes²

 **Carbon Capture and Storage (CCS)**
Combustion de gaz naturel, captage et stockage géologique permanent du CO₂ émis.

 **Carbon Dioxide Removal (CDR)**
Combustion de gaz naturel et compensation des émissions associées par des certificats CDR issus de technologies à émissions négatives (NET).

 **Hydrogène vert**
Combustion d'hydrogène renouvelable, produit localement ou importé. Les turbines à gaz peuvent être construites pour fonctionner à l'H₂ et, après conversion, fonctionner à 100 % à l'H₂.

 **Carburants renouvelables liquides**
(biocarburants/e-carburants) sont utilisés comme combustibles alternatifs stockables.

 **Méthane renouvelable**
Combustion de biogaz (partiellement traité ou transformé en biométhane) ou de méthane renouvelable synthétique.

1) Le rapport technologique sur l'énergie solaire analyse également les batteries décentralisées en complément des installations photovoltaïques sur toiture ; 2) Divers défis restent actuellement sans réponse, par exemple la disponibilité et l'évolutivité inconnues du CDR, l'absence d'infrastructures de pipelines pour le transport et le stockage du CO₂, les défis économiques et techniques liés à l'électrolyse de l'hydrogène, ainsi que la disponibilité très limitée du biogaz en Suisse et dans les pays voisins ; 3) L'hydroélectricité, la biomasse, la géothermie et le stockage saisonnier de chaleur sont également pris en compte, mais leur potentiel de croissance global est limité.

Quatre technologies – l'éolien, le nucléaire, le solaire et le gaz – présentent toutes des avantages, mais aussi des inconvénients

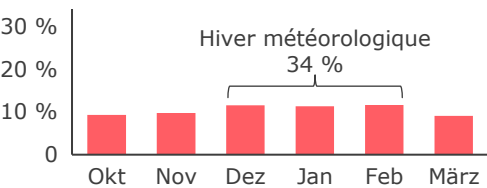
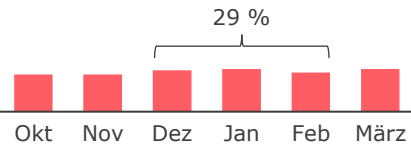
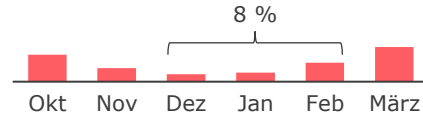
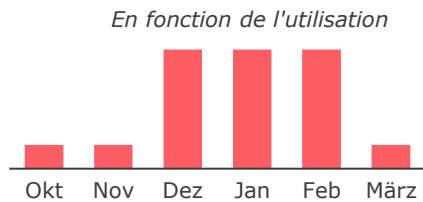
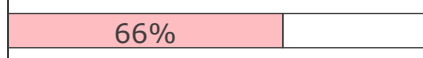
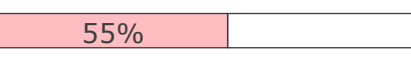
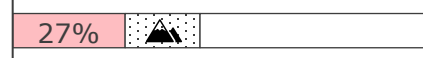
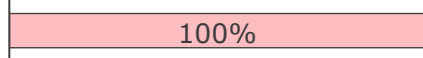
		Éolien	Nucléaire	Solaire		Gaz ³
				Toiture ²	Au sol	
	Potentiel de production d'électricité pendant la saison hivernale	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Les plus mauvaises de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie
	Acceptation	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Les plus mauvaises de la catégorie
	Cadre réglementaire actuel et adaptations nécessaires	Meilleure de la catégorie	Les plus mauvaises de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie
	Rythme de développement	Meilleure de la catégorie	Les plus mauvaises de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie
	Besoins en subventions pour l'électricité hivernale	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Les plus mauvaises de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie
	Intégration au réseau et besoins en extension du réseau	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Les plus mauvaises de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie
	Part des coûts nationaux	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie		Les plus mauvaises de la catégorie
	Émissions de gaz à effet de serre ¹	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Meilleure de la catégorie	Les plus mauvaises de la catégorie

1) Outre les émissions de gaz à effet de serre, les indicateurs environnementaux suivants ont été examinés : utilisation des sols, dommages causés aux écosystèmes, déchets radioactifs et déchets spéciaux, ainsi que les besoins en métaux critiques (cobalt, lithium, néodyme, nickel). Nous ne pouvons pas mettre ces indicateurs en balance les uns par rapport aux autres, il n'est donc pas possible d'évaluer l'impact environnemental global ; 2) Installation photovoltaïque sur toiture < 30 kW sans batterie ; 3) Participation du gaz naturel au système d'échange de quotas d'émission (SEQE) pour les émissions de CO2 rejetées ; 15



L'énergie éolienne et l'énergie nucléaire produisent de l'électricité principalement pendant la saison hivernale, les centrales à gaz assurent l'approvisionnement de manière ciblée en hiver, tandis que l'énergie solaire produit principalement pendant la saison estivale

Production d'électricité pendant la saison hivernale

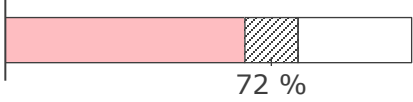
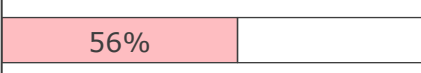
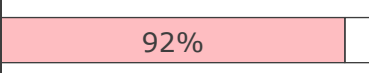
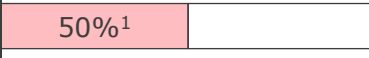
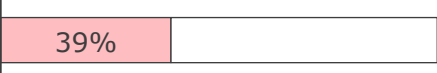
	Éolien	Nucléaire	Solaire	Gaz
Capacité annuelle et production d'une installation type¹	5 MW / 8,5 GWh FLH ² : 1 500–2 000 h	1 100 MW / 8,2 TWh FLH: env. 7 000–8 000 h	 30 kW / 0,03 GWh FLH: 850–1 200 h  10 MW / 10 GWh FLH: 800–1 200 h	500 MW / 1 TWh FLH: 2 000 h (en fonction de l'utilisation sur le marché)
Production moyenne pendant la saison hivernale, par mois⁹				
Total, en % de la production annuelle				
Potentiel théorique pendant la saison hivernale⁸	~20 TWh	23 TWh ³	 ~15 TWh ⁴  >3 TWh	6 TWh ⁵
Production hiver 24/25	0,09 TWh ⁶	12,6 TWh	1,8 TWh (presque exclusivement sur les toits)	0,35 TWh dans de petites installations de cogénération ⁷

1) Hypothèse de référence pour le calcul de la rentabilité ; 2) Heures à pleine charge, durée de fonctionnement des centrales à pleine charge en heures ; 3) Sites potentiels : Gösgen, Leibstadt, Beznau, Mühleberg ; deux installations de référence possibles à Gösgen, une installation de référence sur les autres sites ; 4) Dont environ trois quarts sur des toits et le reste sur des façades ; 5) Des sites appropriés semblent disponibles. Une première estimation fait état de 12 sites possibles, dont quatre avec un raccordement à l'infrastructure hydrogène envisagée, et dix avec un raccordement à l'infrastructure CO2 envisagée. Estimation entachée d'une grande incertitude. On peut s'attendre à ce qu'une installation de référence soit effectivement possible sur la moitié des sites ; 6) 50 installations sur 13 sites ; 7) En l'absence de données, on suppose que 50 % de la production a lieu pendant la saison hivernale ; 8) Sources pour le potentiel et la part au cours du semestre d'hiver : éolien : Potentiel éolien en Suisse 2022, OFEN ; solaire : Concept de stratégie d'utilisation des potentiels photovoltaïques, 2024, OFEN ; 9) À titre complémentaire, l'hiver météorologique est présenté, période durant laquelle les différences entre les technologies sont les plus marquées.



Les installations PV sur toit bénéficient d'un fort soutien. Dans le cas de l'éolien, les oppositions au niveau local suscitent une résistance. Le nucléaire polarise fortement l'opinion. L'acceptation des centrales à gaz dépend de leurs émissions.

Acceptation sociale et locale

	Éolien	Nucléaire	Solaire	Gaz
Acceptation sociale (D'après des sondages nationaux)	Plutôt élevée  72 %	Controversé  56% Population fortement polarisée	Moyenne - Très élevée  92%   50% ¹	Faible  39% Un fonctionnement à faibles émissions peut accroître l'acceptation
Acceptation locale	Controversé Tous les projets en cours font l'objet d'oppositions et de recours qui ralentissent leur développement. Sur les sites existants, l'acceptation est élevée	Très élevée Nouvelles constructions sur des sites existants : plutôt bien acceptées, compte tenu de l'expérience acquise avec les centrales électriques	 Très élevée Bonne intégration dans les infrastructures existantes  Plutôt controversé Peu d'expérience en Suisse, éventuellement plus élevée pour l'agri-PV ²	Plutôt controversé Réalisation potentiellement possible dans des zones industrielles offrant une distance suffisante en termes de visibilité et de bruit. Premières expériences avec les centrales de secours montre une résistance locale modérée – mais il n'est pas certain que cela soit transposable aux centrales à gaz du marché

Sondages sur l'acceptation sociale Notre estimation se base sur les résultats d'un sondage réalisé par gfs.bern en 2025 (données en % des électeurs âgés de 18 ans et plus qui sont tout à fait d'accord ou plutôt d'accord). « Développement de l'énergie éolienne » (72 %), « Éoliennes sur la colline devant chez soi, visibles depuis le balcon » (59 %) ; « En Suisse, on envisage la construction de nouvelles centrales nucléaires » (56 %). « Développement des installations solaires sur les bâtiments » (92 %) ; « Grandes installations solaires dans les montagnes, sur des prairies dégagées » (50 %) ; « Centrales à gaz situées à 10 kilomètres de son lieu de résidence » (39 %).



Les conditions-cadres actuelles sont favorables pour les installations PV sur toit, mais l'impact sur l'énergie éolienne reste incertain en raison de l'arrêté d'accélération, l'énergie nucléaire est interdite et les centrales à gaz sont sur le marché sans cadre réglementaire approprié

Cadre réglementaire actuel et adaptations nécessaires

	Éolien	Nucléaire	Solaire	Gaz
Processus d'autorisation  <i>Analyse approfondie sur la diapositive suivante</i>	Des zones propices existent déjà en partie, mais doivent encore être désignées Le décret d'accélération (nouveau PGV¹) doit être mis en œuvre de manière cohérente, sans l'accord des communes	L'interdiction de construire doit être levée Une accélération de la procédure d'autorisation est nécessaire pour une mise en service d'ici 2050 Évaluation selon « l'état de la technique de modernisation » à partir de la phase de construction	PV sur toit: Souvent soumis uniquement à une obligation de déclaration (ne nécessite pas d'autorisation) PV au sol: Pas encore de zones éligibles. Le décret d'accélération améliore la situation initiale, comme pour l'éolien	En principe éligible à une autorisation, mais les prescriptions cantonales relatives à la récupération de la chaleur résiduelle devront probablement être adaptées
Subventions et autres	Soutenu par une contribution à l'investissement, une prime de marché variable et une contribution à la conception.	Inexistant, financement public du développement de projets et des subventions (par exemple, prime de marché ou contribution à l'investissement) et garanties (par exemple, pour les risques résiduels) nécessaires	PV sur toit: Soutien complet, autoconsommation centrale PV au sol: Soutenu par une aide à l'investissement ou une prime de marché variable.	Inexistant, subvention publique nécessaire, par exemple via le marché de capacité. La double imposition via le système d'échange de quotas d'émission (SEQE) et la taxe sur le CO₂ doit être supprimée², sinon non compétitif sur le marché européen de l'électricité et uniquement en mode de réserve (nécessite des subventions plus élevées)



Deep Dive: les zones cantonales propices à l'éolien sont partiellement disponibles, mais les différences entre cantons sont considérables; il n'existe pas encore de zones propices au photovoltaïque au sol

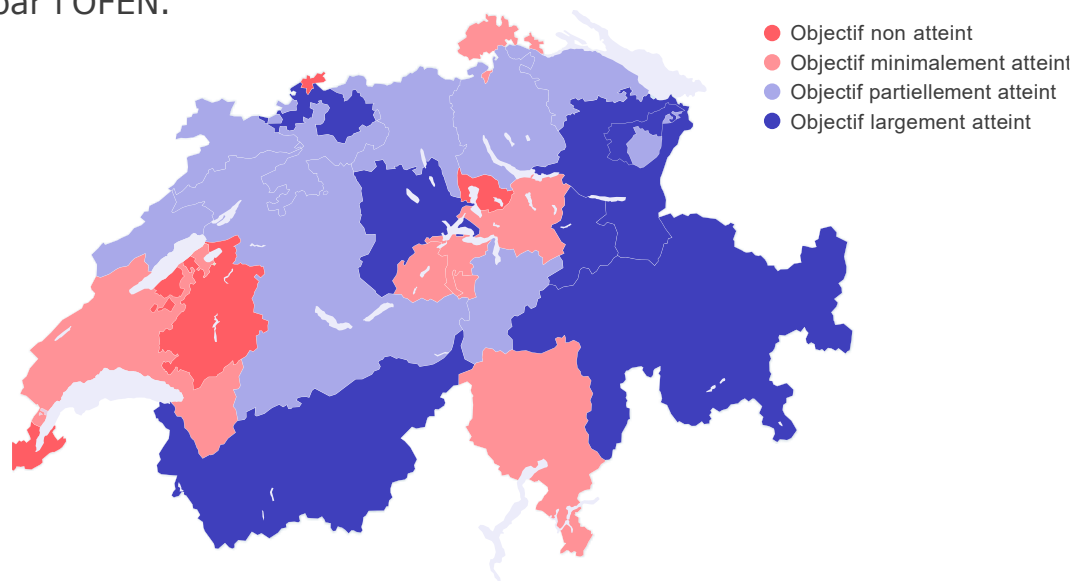
Sur la base des analyses réalisées avec

Basler & Hofmann

Adaptation des plans directeurs pour les zones propices

Réalisation des objectifs par les cantons¹

En fonction de l'adaptation des plans directeurs, désigner des zones propices à l'implantation d'éoliennes conformément au potentiel établi par l'OFEN.



À ce jour, **tous les cantons n'ont pas révisé leur plan directeur** ou en sont à des stades différents de cette adaptation.

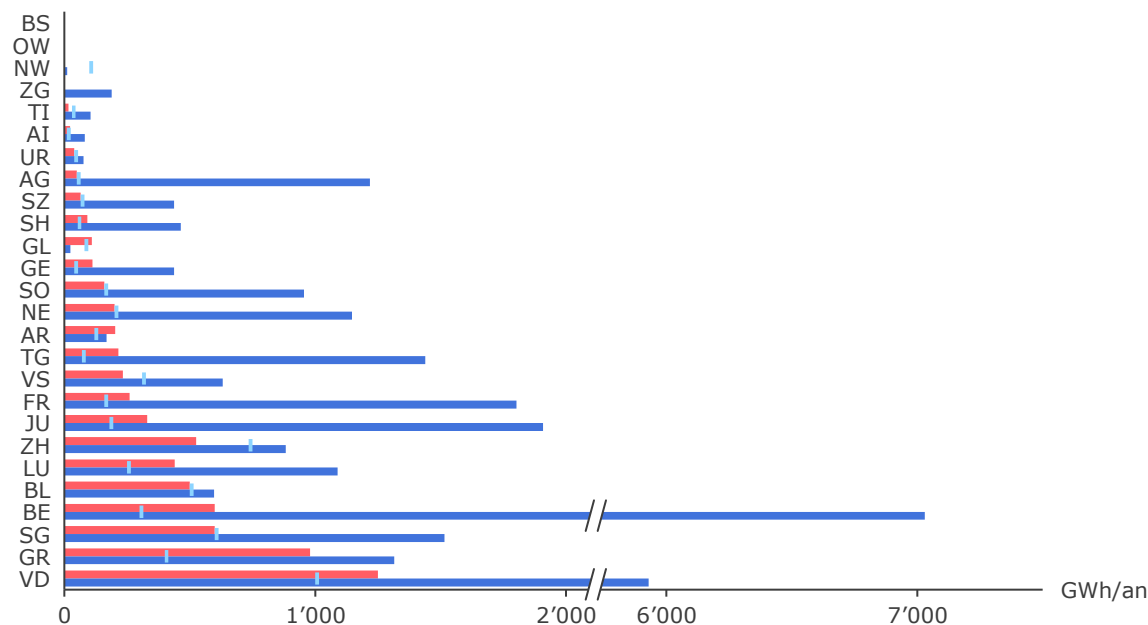
Aucune zone appropriée pour les grandes installations photovoltaïques n'a encore été désignée

Potentiel éolien identifié dans les zones propices

Dans les plans directeurs actuels par rapport au potentiel OFEN 2050 et aux objectifs cantonaux en matière d'énergie éolienne.

Identifié dans les zones propices Potentiel OFEN

Objectif cantonal 2035/2050

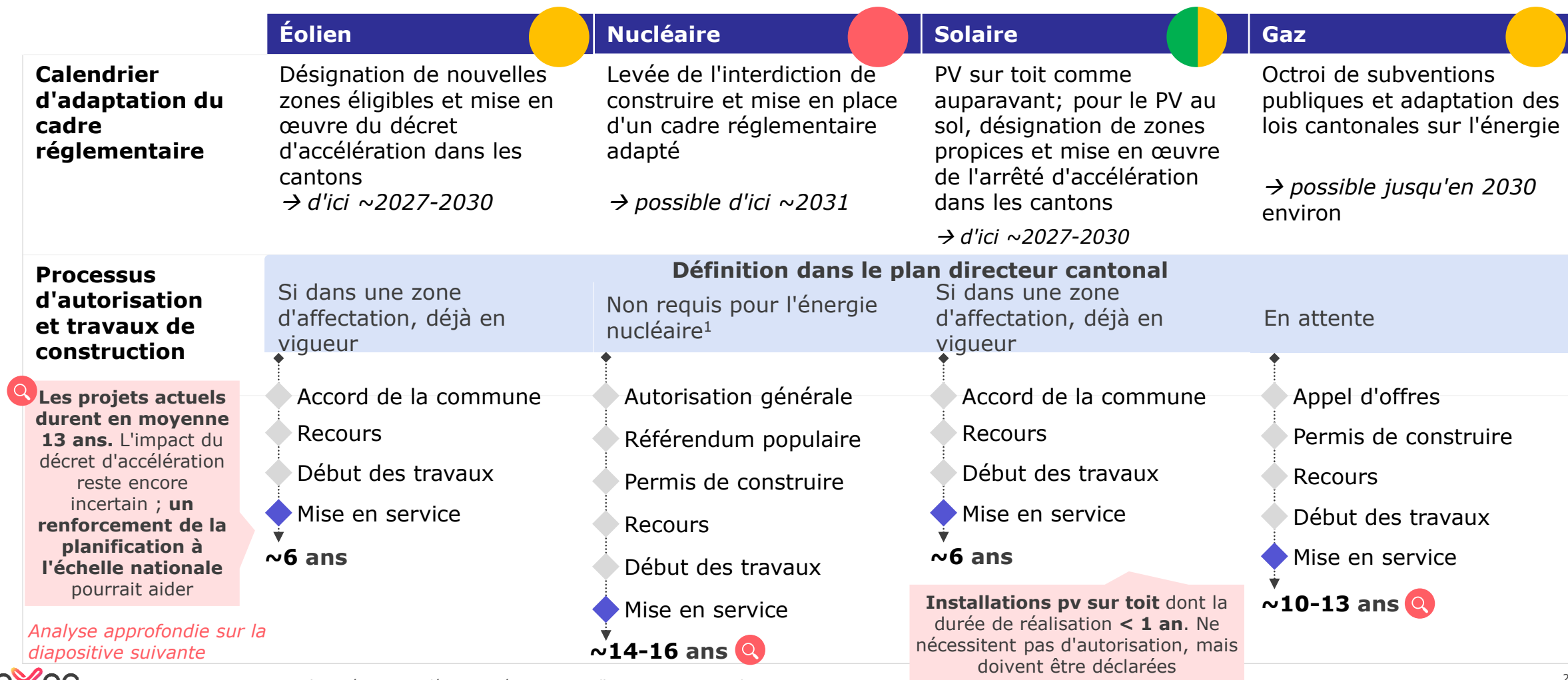


Les plans directeurs cantonaux font état d'un **potentiel de 6,9 TWh** pour l'éolien, mais tous les objectifs cantonaux n'ont pas été atteints.



Les répercussions du décret d'accélération sur l'énergie éolienne doivent être à évaluer; les nouveaux réacteurs nucléaires ne pourront être opérationnels qu'à partir de 2045 & les centrales à gaz du marché à partir de 2035. Le PV sur toit progresse rapidement.

Rythme de développement





Deep Dive: le développement de l'éolien pourrait être encore accéléré grâce à un renforcement de la planification au niveau nationale, ce qui vaut également pour le photovoltaïque au sol

Défi dans le système actuel (y compris l'arrêté d'accélération) : faibles compétences de la Confédération en matière de coordination et de pilotage

L'aménagement du territoire relève en principe de la compétence des cantons et des communes. La Confédération soutient notamment les cantons d'un point de vue global en leur fournissant des bases conceptuelles, comme par exemple le Concept éolien ou l'étude de potentiel de l'OFEN. Ces bases sont globalement peu contraignantes et n'ont donc, au mieux, qu'un faible effet de coordination. La Confédération manque largement des moyens et des compétences nécessaires pour obtenir et assurer une vue d'ensemble et un pilotage à l'échelle nationale des zones et projets éoliens potentiels dans une perspective de sécurité d'approvisionnement (notamment pendant la saison hivernale).

Renforcement de la planification au niveau nationale

Ces défis pourraient par exemple être pris en compte en conférant aux bases conceptuelles de la Confédération un caractère contraignant accru vis-à-vis des cantons, en renforçant la coordination entre la Confédération et les cantons et en accompagnant la mise en œuvre dans les cantons au moyen d'un système de suivi établi au niveau fédéral. Cela pourrait inciter les cantons à délimiter des zones d'aptitude supplémentaires, contribuer à une coordination renforcée entre la Confédération et les cantons ainsi qu'entre les cantons eux-mêmes (dans une perspective nationale) et renforcer la mise en œuvre et la comparabilité des planifications cantonales. L'intégration supplémentaire de projets éoliens d'importance stratégique dans le concept fédéral pourrait permettre une hiérarchisation nationale explicite. Cela enverrait un signal national clair en faveur de ces projets et leur conférerait un soutien politique et planificatrice plus fort.

Table ronde Éolien¹

Une mesure d'accompagnement ou supplémentaire pourrait être la mise en place d'une « table ronde sur l'éolien », au sein de laquelle la Confédération, les cantons, les promoteurs de projets et d'autres parties prenantes pourraient échanger, entre autres, sur l'état d'avancement des planifications (à l'échelle nationale et dans les différents cantons) ainsi que sur des projets concrets à un niveau global, et se concerter dans la mesure du possible. Cet échange direct pourrait renforcer l'acceptation d'une implication accrue de la Confédération de la part des cantons ainsi que des parties prenantes concernées, tant en ce qui concerne les zones propices que les projets concrets.

Mesures complémentaires

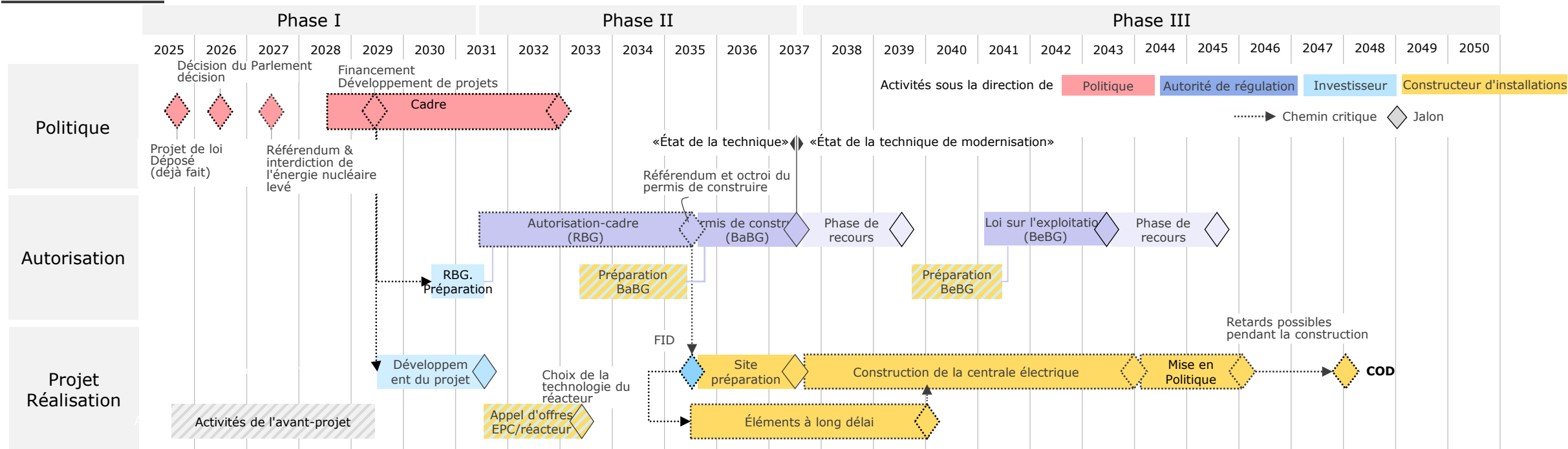
Si les objectifs de développement fixés par la Confédération ne devaient pas être atteints malgré une planification nationale ainsi renforcée, d'autres mesures devraient être envisagées, comme par exemple la création d'un plan sectoriel national «Énergie éolienne».

1) À l'instar de la table ronde sur l'énergie hydraulique déjà mise en place, qui a permis de simplifier la procédure d'autorisation pour certains projets hydroélectriques.



Deep Dive: de nouveaux réacteurs nucléaires ne seront possibles qu'à partir de 2045 au plus tôt – cela suppose une stratégie nationale claire, un large soutien politique et une forte acceptation par la société

Calendrier pour la construction de nouveaux réacteurs nucléaires en Suisse, y compris les adaptations de la procédure d'autorisation

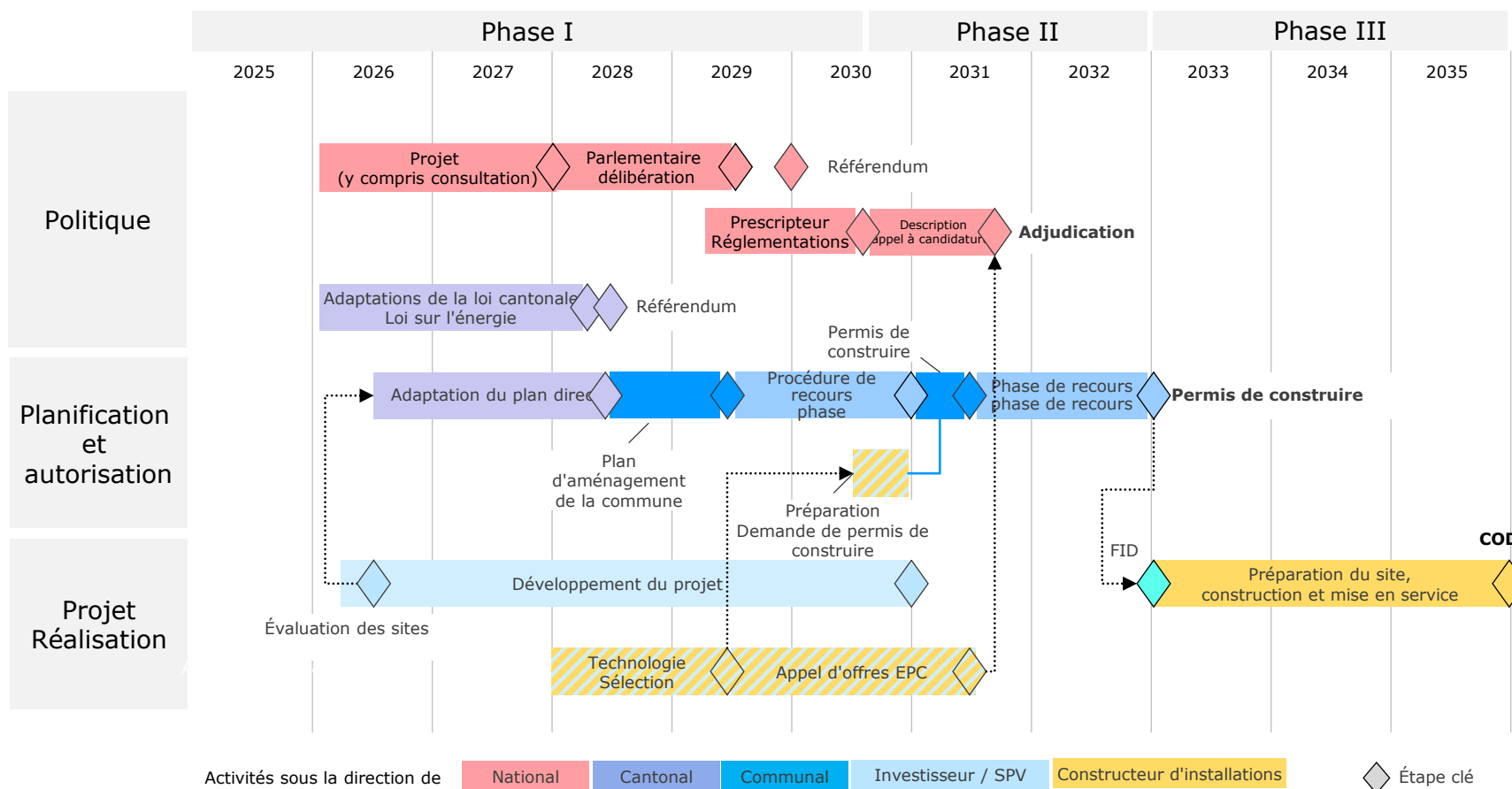


Ce calendrier est-il réaliste? La construction d'un nouveaux réacteur nucléaire nécessite la levée de l'interdiction légale de construire de nouveaux réacteurs. La contre-proposition à l'initiative «Blackout» devrait être adoptée par le Parlement d'ici fin 2026 au plus tard; si elle est acceptée, un référendum est à prévoir mi-2027. En outre, un cadre réglementaire et économique approprié est nécessaire pour permettre des investissements effectifs dans de nouvelles centrales nucléaires. Ce cadre comprend des adaptations des procédures d'autorisation, des instruments de partage des risques et de soutien tout au long des phases du projet, ainsi que des garanties pour les risques supplémentaires tels que les adaptations pendant la phase de construction. Le calendrier présenté dans cette illustration intègre les mesures suivantes: 1) autorisation-cadre en tant qu'autorisation de préparation du site; 2) suppression de l'effet suspensif des recours sur les autorisations de construction et d'exploitation; 3) les installations en cours de construction sont évaluées, au même titre que les installations construites, selon l'«état de la technique de mise à niveau».



Deep Dive: la construction de nouvelles centrales au gaz est envisageable d'ici 2035, mais nécessite des adaptations *des cadres juridiques et réglementaires* aux niveaux national et cantonal

Calendrier de construction de nouvelles centrales à gaz en Suisse



Pourquoi le calendrier pour les centrales à gaz du marché s'étend-il sur au moins 10 ans ?

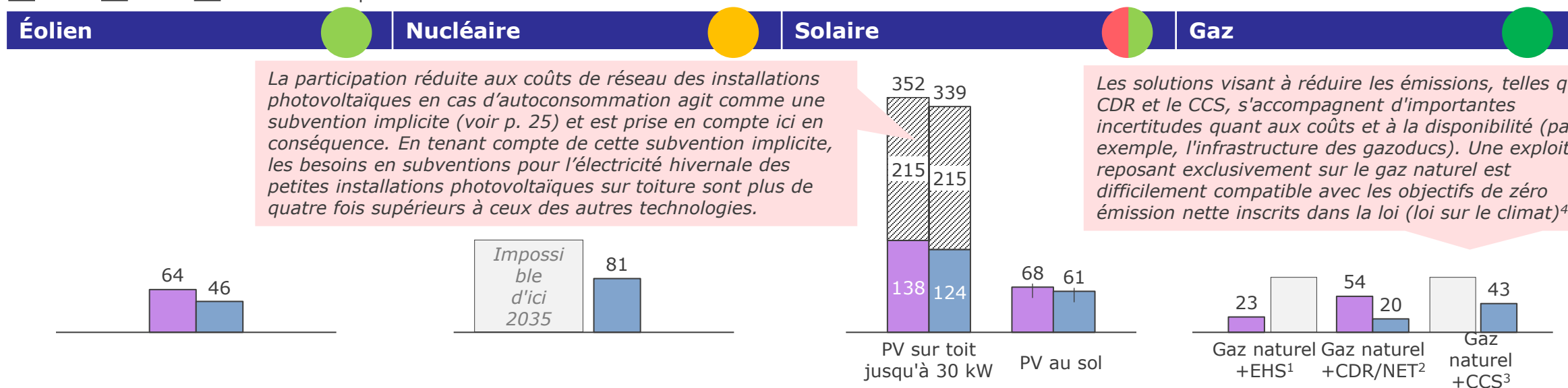
Le cadre réglementaire actuel n'est pas adapté aux centrales à gaz du marché. Il faut d'abord établir les bases légales et d'aménagement (phase I). Au niveau national, il s'agit des appels d'offres pour les capacités de production et de la suppression de la double imposition par le SCEQE et la taxe sur le CO2. Au niveau cantonal, les dispositions relatives à la récupération de la chaleur résiduelle doivent être adaptées dans la loi sur l'énergie (et les ordonnances énergétiques correspondantes) de chaque canton. Il est important de choisir le site suffisamment tôt afin de pouvoir commencer immédiatement l'adaptation du plan directeur. Ensuite (phase II), la mise au concours est lancée par la Confédération. En parallèle, les documents nécessaires à l'obtention du permis de construire peuvent être préparés, en commençant par le choix de la technologie. Une fois le permis de construire définitif obtenu et l'adjudication remportée, la décision finale d'investissement peut être prise (phase III).



Les technologies présentent des besoins en subventions très différents pour l'électricité hivernale – les centrales au gaz naturel ont les besoins les plus faibles et les installations PV sur toit les plus élevés

Besoin de subvention par MWh d'électricité hivernale, en CHF₂₀₂₄ /MWh réel

2035 2050 Subvention implicite



Pourquoi les besoins en subventions pour l'électricité hivernale sont-ils importants?

Le développement de l'approvisionnement national en électricité hivernale est une condition essentielle à la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Le budget de subvention doit être utilisé de manière efficace. C'est pourquoi il est important de comprendre quels sont les besoins en subventions des différentes technologies de production d'électricité hivernale. Ce que l'on appelle l'efficacité des subventions permet d'utiliser les fonds disponibles de manière ciblée et efficace.

Comment déterminons-nous les besoins de subvention pour l'électricité hivernale?

En principe, les besoins de subvention résultent de la différence entre les coûts de production de l'électricité et les recettes du marché sur l'ensemble de l'année, ainsi que d'effets supplémentaires (p.ex., subvention implicite pour les installations photovoltaïques sur toiture avec autoconsommation). Cette différence est ensuite répartie sur la quantité d'électricité produite pendant la saison hivernale. Pour ce faire, les besoins de subvention sont divisés par la part de l'électricité hivernale (éolien: 66%, énergie nucléaire: 55%, solaire: photovoltaïque sur toiture 27%, photovoltaïque au sol 30%, gaz: 100 %).

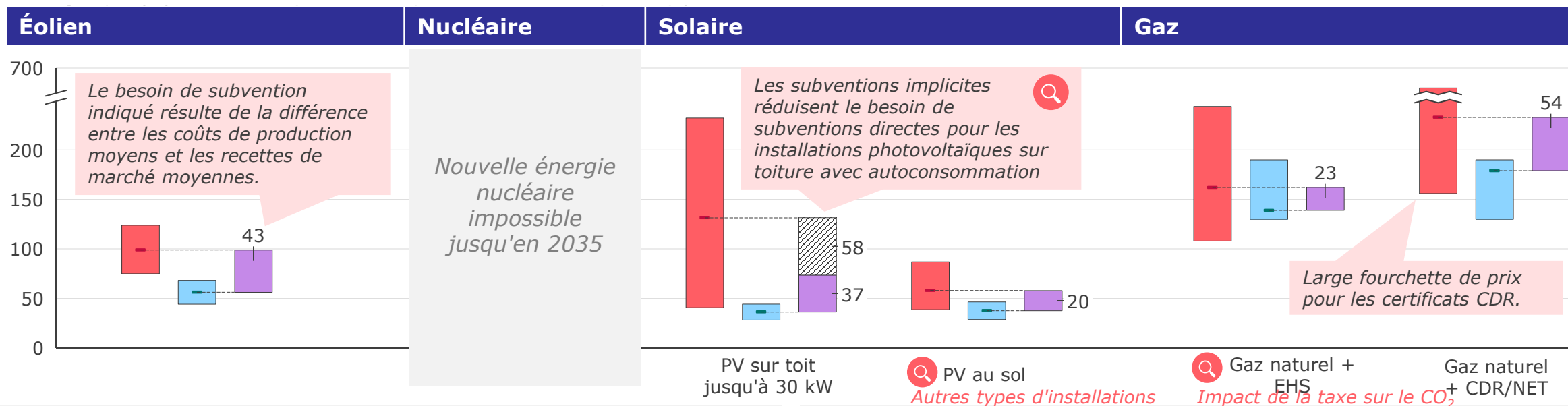
1) Participation au système d'échange de quotas d'émission pour les émissions de CO₂ rejetées ; 2) Combustion de méthane fossile importé et compensation des émissions associées par des certificats de suppression du dioxyde de carbone (CDR) issus de technologies à émissions négatives (NET), la suppression de la double imposition par la taxe sur le CO₂ pour les centrales à gaz étant supposée ; 3) Captage et stockage du carbone : captage et stockage des émissions de CO₂. Réduit les émissions de 90 %, en partant du principe que les émissions restantes sont compensées par des technologies CDR/NET ; 4) Loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, d'innovation et de renforcement de la sécurité énergétique (LPC). Celle-ci prévoit que les émissions doivent être réduites autant que cela est techniquement et économiquement possible. Les émissions négatives (p. ex. le piégeage du CO₂) ne peuvent être utilisées que pour les émissions résiduelles restantes.



En 2035, la production d'électricité restera tributaire des subventions publiques – mais l'écart entre les coûts de production et les recettes du marché restera important

Coûts de production d'électricité et recettes, en CHF₂₀₂₄ /MWh réel¹

■ Coûts de production ■ Subvention implicite ■ Revenus de marché ■ Besoin de subvention



Que sont les coûts de production ?

Les coûts de production correspondent au coût moyen par unité d'électricité produite (CHF/MWh). Ils englobent toutes les dépenses d'une installation sur sa durée de vie: construction, exploitation, combustible, coûts liés au CO₂, financement, élimination et démantèlement – et les répercutent sur la production d'électricité. Attention: si les coûts de production aident à comparer les technologies, ils négligent toutefois les recettes ainsi que d'autres avantages et inconvénients systémiques – tels que les extensions de réseau nécessaires ou les exigences en matière de stockage. Pour une évaluation complète, nous analysons donc deux scénarios de synthèse.

1) Hypothèse des taux de coût du capital (WACC) pour la moyenne : éolien 4 %, nucléaire 5 %, photovoltaïque sur toiture < 100 kW 3,5 %, autres installations photovoltaïques 4 %, gaz 4 % ; 2) Pour une perspective à long terme, on utilise généralement des modèles fondamentaux : ceux-ci ne reposent pas sur des données historiques, mais modélisent explicitement les centrales électriques futures et l'évolution de la charge, et reproduisent les mécanismes de marché actuels ainsi que la formation des prix.

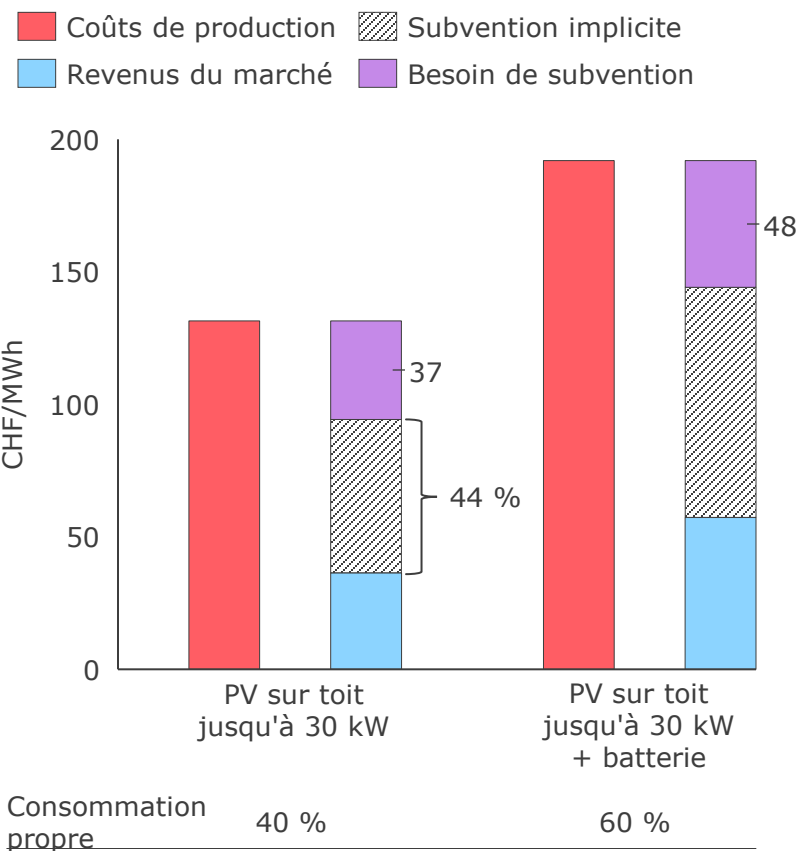
Comment modélisons-nous les recettes du marché ?

Personne ne connaît les prix futurs de l'électricité jusqu'en 2050 ou au-delà; c'est pourquoi nous utilisons des modèles fondamentaux² pour déduire différents scénarios d'évolution des prix du marché de l'électricité. Les recettes de marché réalisables varient en fonction de la technologie et, par conséquent, du moment de la production d'électricité. Ainsi, par exemple, les prix du marché sont plutôt bas pendant les heures très ensoleillées – cet effet est appelé «cannibalisation». En Suisse, les prix de l'électricité sont fortement influencés par l'étranger. Les batteries de stockage peuvent augmenter les recettes des installations photovoltaïques sur toiture.



Deep Dive: la rentabilité des installations PV sur toit dépend fortement de la réduction de la participation aux coûts et aux surcoûts du réseau grâce à l'autoconsommation – une aide implicite

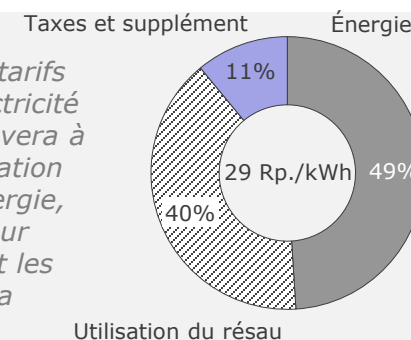
Rentabilité des installations photovoltaïques sur toit en 2035, en CHF₂₀₂₄ /MWh en termes réels



- Les consommateurs finaux équipés d'installations photovoltaïques peuvent réduire leur participation aux coûts du réseau et à la surtaxe de réseau grâce à l'autoconsommation (voir encadré ci-dessous). Si cela est certes avantageux pour la rentabilité de chaque installation photovoltaïque, le déficit qui en résulte pour couvrir les coûts du réseau doit toutefois être supporté par les autres clients finaux sous la forme de tarifs de réseau plus élevés. Cette participation réduite constitue une subvention implicite en faveur des installations photovoltaïques.
- En effet, les coûts liés à l'extension et à l'entretien des réseaux sont en grande partie des coûts fixes. Le réseau électrique constitue ainsi une sorte d'assurance qui permet à tout moment de s'approvisionner en électricité selon ses besoins, y compris pour les consommateurs dont la part d'autoconsommation est très élevée. Le principe du « pollueur-payeur » exige donc que tous les clients finaux continuent de contribuer de manière équitable aux coûts du réseau.
- Avec la tarification actuelle des réseaux, il en résulte donc une redistribution: sur l'ensemble des coûts du réseau, les ménages équipés d'une installation photovoltaïque et pratiquant l'autoconsommation paient de moins en moins, tandis que les ménages sans installation photovoltaïque paient davantage.
- Une répartition des coûts du réseau conforme au principe du pollueur-payeur nécessiterait une adaptation de la structure tarifaire existante. On pourrait par exemple recourir davantage à des « tarifs de puissance », qui inciteraient en outre à réduire les pics de consommation.

Pourquoi la participation aux coûts du réseau est-elle réduite ?

Les coûts du réseau sont actuellement financés en grande partie par des tarifs d'utilisation du réseau liés à la consommation. Sur le tarif moyen de l'électricité pour les ménages dans le cadre de l'approvisionnement de base, qui s'élèvera à environ 29 ct./kWh en 2025¹, 12,2 ct./kWh correspondent au tarif d'utilisation du réseau et 2,3 ct./kWh aux taxes et suppléments. Outre le tarif de l'énergie, l'électricité autoconsommée provenant d'une installation photovoltaïque sur toiture permet également d'économiser les tarifs d'utilisation du réseau et les taxes². Grâce à l'économie réalisée sur les tarifs d'utilisation du réseau, la participation aux coûts du réseau est réduite en conséquence.

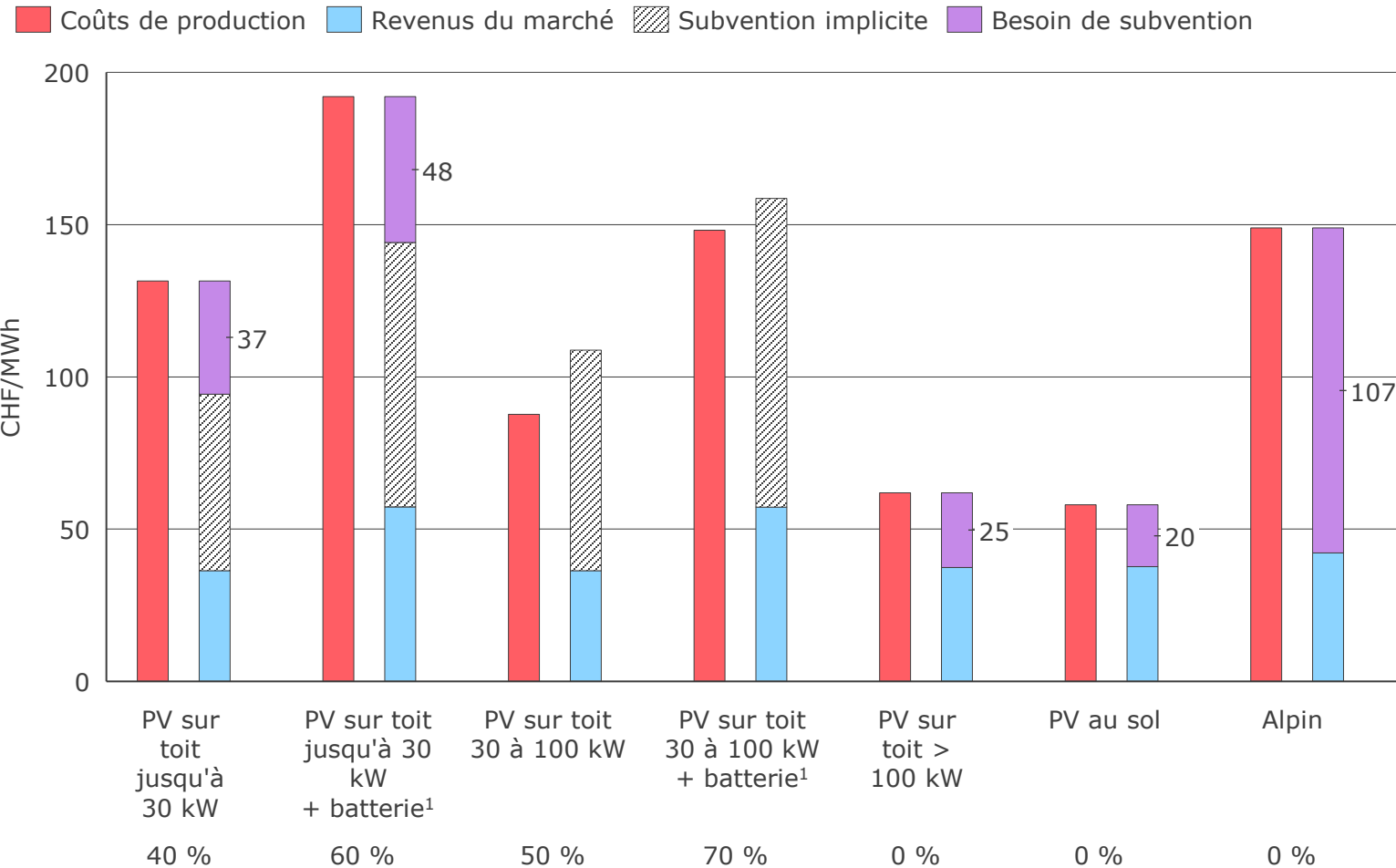


1) ElCom, Prix de l'électricité en Suisse, profil de consommation H4.



Deep Dive: les coûts et les recettes du photovoltaïque varient considérablement selon le type d'installation et les possibilités d'autoconsommation

Rentabilité des installations photovoltaïques en 2035, en CHF₂₀₂₄ /MWh en termes réels



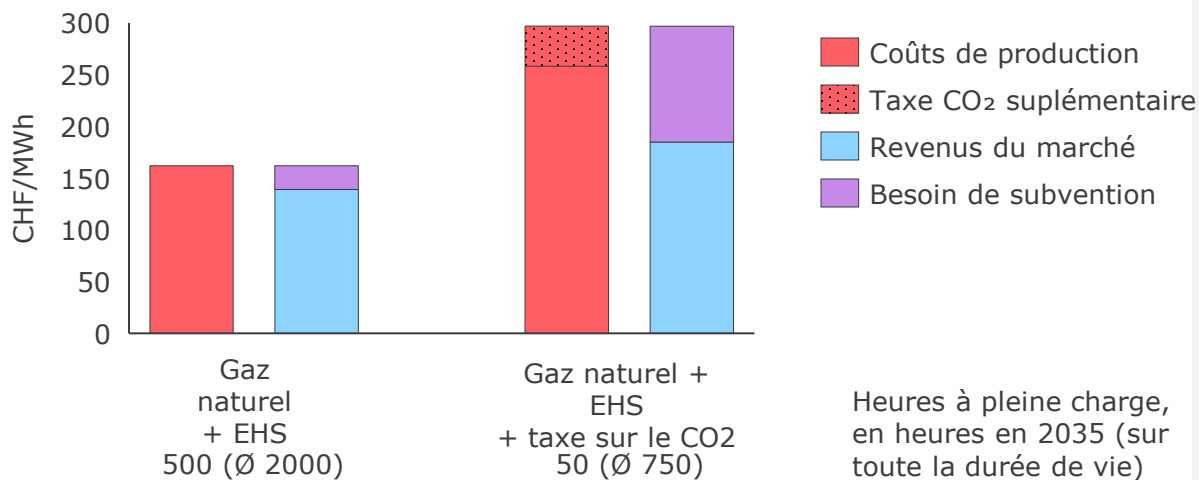
- Les coûts de production de l'énergie photovoltaïque dépendent fortement du type d'installation, des frais de montage, du choix de l'emplacement et de la taille de l'installation. Les petites installations photovoltaïques sur toiture de moins de 30 kW et les installations photovoltaïques en altitude sont les plus chères, tandis que les grandes installations photovoltaïques au sol sont les moins chères.
- Les grandes installations photovoltaïques sur toiture bénéficient d'économies d'échelle et atteignent ainsi des coûts proches de ceux des grandes installations photovoltaïques en plein champ.
- La réduction de la participation aux coûts de réseau en cas d'autoconsommation contribue de manière significative à la rentabilité, en particulier pour les petites installations photovoltaïques sur toiture.
- L'ajout d'une batterie augmente à la fois les coûts et l'autoconsommation, car la production photovoltaïque excédentaire peut être stockée temporairement. Cela ne couvre toutefois pas entièrement les coûts, ce qui entraîne une légère augmentation des besoins en subventions



Deep Dive: les coûts de production et les besoins en subventions des centrales à gaz dépendent fortement de leur durée de fonctionnement, qui dépend de leur position dans l'ordre de mérite

Rentabilité des centrales à gaz en 2035

en CHF₂₀₂₄ /MWh réel

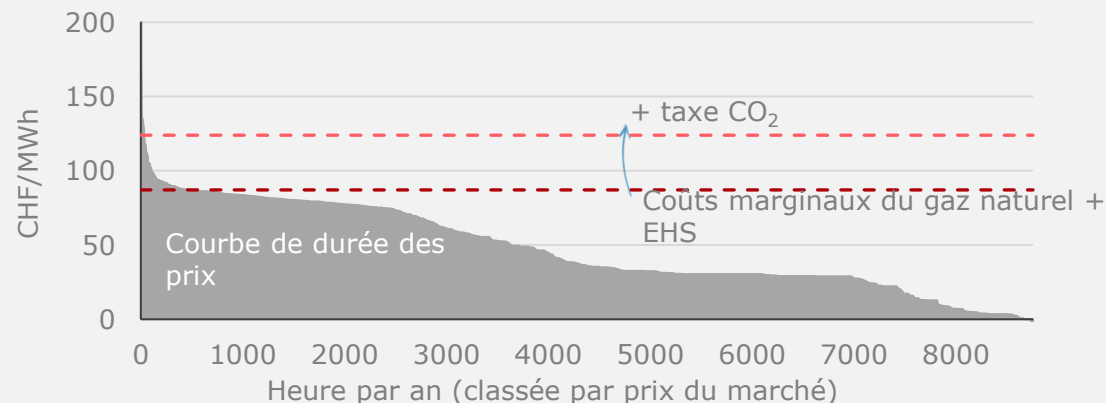


- La double charge imposée par le SCEQE et la taxe sur le CO₂ entraîne une augmentation des coûts marginaux et donc une diminution des heures à pleine charge, ce qui fait grimper les coûts de production d'électricité. Certes, les recettes moyennes du marché par MWh augmentent également (puisque la centrale ne fonctionne plus que pendant les heures où les prix du marché sont très élevés), mais dans l'ensemble, les besoins en subventions augmentent fortement.
- Les installations dont les coûts marginaux sont très élevés ne fonctionnent jamais (à l'instar d'une centrale de réserve) et ne génèrent aucun revenu sur le marché. Dans ce cas, le besoin de subvention correspond à l'ensemble des coûts de l'installation.

Pourquoi la durée de vie d'une technologie dépend-elle des coûts marginaux ?

Le coût de production d'électricité d'une technologie dépend fortement des heures à pleine charge : plus une installation fonctionne longtemps, mieux les coûts fixes sont répartis et plus les coûts de production moyens sont bas. À l'inverse, un faible taux d'utilisation entraîne des coûts de production d'électricité plus élevés.

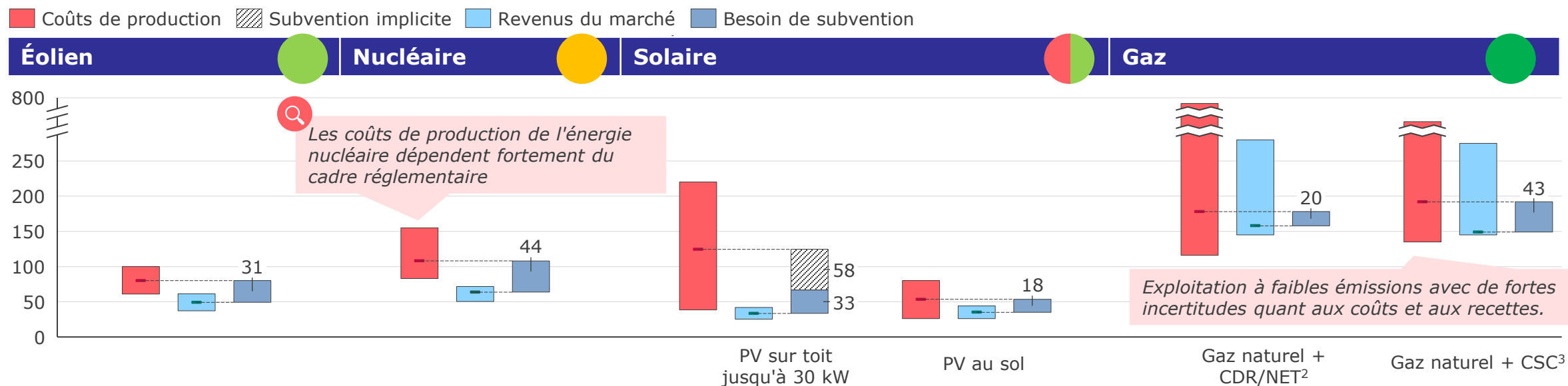
Pour déterminer les heures de pleine charge prévisibles, on peut comparer les coûts marginaux d'une installation (coûts de production d'un kWh d'électricité supplémentaire ; tenant compte des coûts variables, par exemple pour les combustibles et les émissions de CO₂) avec les prix horaires du marché de l'électricité (ici, les prix horaires du marché sur une année classés par ordre croissant, ce qu'on appelle la courbe de prix en fonction du temps). La centrale produit de l'électricité pendant les heures où le prix du marché dépasse les coûts marginaux. Si les coûts marginaux augmentent, par exemple en raison d'une taxe sur le CO₂, le nombre d'heures à pleine charge diminue en conséquence et les coûts de production d'électricité s'en trouvent augmentés.





D'ici 2050, les coûts de production baisseront grâce aux effets d'apprentissage ; les nouvelles centrales nucléaires pourraient devenir une option ; pour le gaz, l'accent sera mis sur un fonctionnement à faibles émissions

Coûts de production d'électricité et recettes, en CHF₂₀₂₄ /MWh réel¹



Où en sommes-nous concernant nos hypothèses de coûts pour le nucléaire par rapport aux projets actuels ?

Nous avons estimé les coûts des nouvelles centrales nucléaires à partir des expériences mondiales acquises avec le type de réacteur considéré ici – l'AP 1000. Ces estimations s'appuient sur les expériences menées à Vogtle (États-Unis) et sur les analyses du MIT. Par rapport à Flamanville (FR), nous obtenons des coûts de construction (OCC) inférieurs d'environ 10 % par kW de puissance. À Flamanville 3, d'importants retards ont en outre augmenté les frais d'intérêt ; la durée totale de construction s'est élevée à 17 ans – notre hypothèse pour la Suisse est de 10 ans (y compris les préparatifs du site). Au total, les coûts de production d'électricité sont inférieurs d'environ 20 % à ceux de Flamanville 3, calculés dans chaque cas avec un WACC réel de 5 %.

Faut-il s'attendre à des changements dans l'utilisation d'ici 2050 ?

Nos modèles de développement du marché suisse de l'électricité montrent que le nombre d'heures avec des prix très bas, voire négatifs, diminuera à nouveau à partir des années 2040. Cela s'explique notamment par l'augmentation de la flexibilité, notamment grâce au stockage par batterie et à la demande contrôlable, mais aussi par une hausse générale de la demande. Il en résulte que la durée de fonctionnement des centrales nucléaires ne diminuera pas de manière significative et que la cannibalisation entre l'éolien et le photovoltaïque ne s'accroîtra guère. De plus, il est important de comprendre que la réduction ou l'arrêt économique en cas de prix bas ou négatifs, inférieurs aux coûts marginaux de la technologie concernée, ne peut qu'améliorer la rentabilité.

1) Hypothèse des taux de coût du capital (WACC) pour la moyenne : éolien 4 %, nucléaire 5 %, photovoltaïque sur toiture < 100 kW 3,5 %, autres photovoltaïques 4 %, gaz 4 % ; 2) Combustion de méthane fossile importé et compensation des émissions associées par des certificats de capture du dioxyde de carbone (CDR) issus de technologies à émissions négatives (NET) ; 3) Captage et stockage du carbone : captage et stockage des émissions de CO₂



Deep Dive: les coûts d'un nouveau réacteur nucléaire sont fortement influencés par les aspects réglementaires et politiques; une stratégie claire avec une prise en charge des risques par l'État est nécessaire

Sensibilité des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire, en CHF₂₀₂₄ /MWh en termes réels

Coût du capital (WACC)	+ 1 %	+15	- Le coût du capital (Weighted Average Cost of Capital, WACC) a l'influence la plus forte sur le coût total en raison de la longue durée d'immobilisation des capitaux. - Le WACC dépend essentiellement de la part de risque qui reste à la charge de l'investisseur et de celle qui est prise en charge par l'État. Plus le risque d'investissement perçu est élevé, plus les exigences de rendement des bailleurs de fonds sont élevées. Une aide financière bien conçue peut contribuer à faire baisser le WACC et donc à réduire les coûts.
	- 1 %	-13	
Adaptation de la conception pendant la construction¹	+ 1 150 CHF/MW	+11	- Les changements réglementaires, dus par exemple à un renforcement des exigences de sécurité, ont un impact particulièrement important pendant la phase de construction : en raison des suspensions de planification et des retards, la mise en service est reportée, les coûts de construction et de financement augmentent, et la rentabilité de l'ensemble du projet s'en trouve considérablement compromise. - De tels changements représentent un risque difficilement acceptable pour les investisseurs. Afin de réduire la probabilité et les répercussions des adaptations de conception, les installations en construction devraient être évaluées au même titre que les installations existantes.
Durée de construction	+ 1 an	+3	Les retards dus, par exemple, à des difficultés dans le processus d'autorisation pendant la phase de construction augmentent les coûts. Ainsi, un retard de 6 ans, comme à Flamanville en France, pourrait augmenter les coûts de production de 18 CHF/MWh.
	- 1 an	-2	

Pour les nouveaux réacteurs nucléaires, il est notamment nécessaire de prendre en charge les risques politico-réglementaires causés par l'État, tels que les modifications a posteriori des exigences en matière de sécurité et d'environnement pendant la planification et la construction. La difficulté avec ces risques réside dans le fait qu'ils sont fixés au niveau politique, mais que les conséquences financières considérables qui en découlent, sous forme de coûts d'investissement et de construction plus élevés, doivent être supportées par les investisseurs – à moins que l'État ne prenne en charge ces risques.



Deep Dive: l'implantation en Suisse augmente les coûts de toutes les technologies – des ajustements réglementaires pourraient réduire le «Swiss Finish»

Facteurs expliquant les coûts plus élevés en Suisse par rapport à l'étranger

	Éolien	Nucléaire	Solaire	Gaz
Environnement des coûts <i>donné</i>	Les coûts de main-d'œuvre et le niveau général des prix sont plus élevés en Suisse			
Géographie <i>donné</i>	La géographie et la disponibilité des terrains entraînent des coûts plus élevés			
	- Petits parcs éoliens / Économies d'échelle - Logistique compliquée en terrain alpin.	Effets d'échelle quasi inexistants (nombre d'unités limité)	Espaces ouverts : disponibilité limitée des terrains et prix élevés des terrains, topologie complexe en montagne	Dépendance totale vis-à-vis de l'étranger pour le stockage du combustible et du CO ₂
Réglementation <i>partiellement modifiable</i>	Swiss Finish			
	- Exigences relatives à la mesure du vent - Processus d'autorisation historiquement long et coûteux	- Long processus d'autorisation, y compris référendum - L'adoption d'une conception standard pour les réacteurs est compliquée par la réglementation suisse	- Conditions et règles de construction exhaustives pour les installations photovoltaïques au sol - Forte restriction sur les terres agricoles¹	- Double charge fiscale : taxe sur le CO₂ et système EHS - La récupération nécessaire de la chaleur résiduelle peut entraîner des coûts supplémentaires



Les coûts liés à l'extension du réseau, déjà poussés à la hausse par la demande croissante, pourraient augmenter en raison du développement de la production, en particulier dans le cas d'une forte expansion du photovoltaïque décentralisé

Basée sur des analyses avec:

ETH zürich

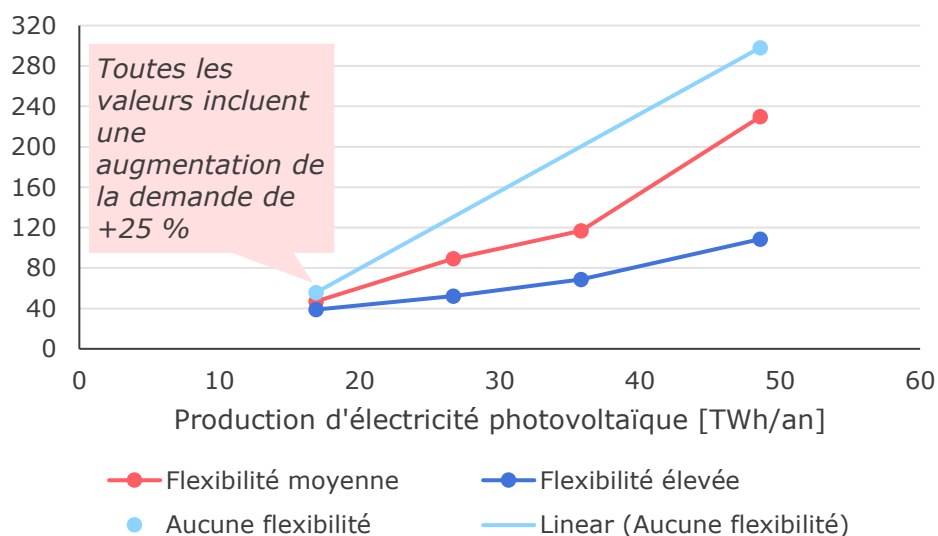
FEN
RESEARCH CENTER FOR ENERGY NETWORKS
FORSCHUNGSSTELLE ENERGIE NETZ

Intégration au réseau et besoin d'extension du réseau

	Éolien	Nucléaire	Solaire	Gaz
Intégration au réseau	Impact réduit sur le réseau de distribution – raccordement à un niveau de réseau supérieur	Les sites des centrales électriques existantes sont privilégiés, afin de garantir l'intégration au réseau	Extension du réseau ou autres mesures (voir ci-dessous) nécessaires en cas d'augmentation du PV sur toit	Raccordement au niveau de la très haute tension, ce qui limite les sites potentiels

Coûts annualisés d'extension du réseau en millions de CHF/an

Niveaux de réseau 4-7, analyse de l'EBP et de la FEN de Zurich .



La hausse de la demande (+25 % en hiver) et la faible croissance du photovoltaïque entraînent une extension relativement modeste du réseau (coûts d'environ 40 à 50 millions de CHF par an)

- À mesure que la puissance photovoltaïque augmente, les coûts d'extension du réseau augmentent (à demande égale) – la flexibilité décentralisée peut réduire considérablement les coûts, d'un facteur 3 environ en cas de pénétration très élevée du photovoltaïque
- Mesures de flexibilité pour l'intégration au réseau prises en compte ici :
 - (i) limitation de l'injection pour réduire les pics de puissance (pertes d'énergie faibles, par exemple max. 3 % en cas de limitation à 70 %),
 - ii) demande flexible et batteries (si cela sert le réseau, les signaux de prix sont importants)
 - iii) Extension supplémentaire du réseau comme option coûteuse.

Analyses réalisées en collaboration avec FEN de Zurich et EBP (voir p. 45 pour plus d'explications)

Les prévisions d'injection imprécises augmentent aujourd'hui les besoins en énergie d'équilibrage. Nous partons toutefois du principe qu'une flexibilité accrue à l'avenir, des prévisions améliorées ainsi que des adaptations de la conception du marché corrigeront les inefficacités actuelles.

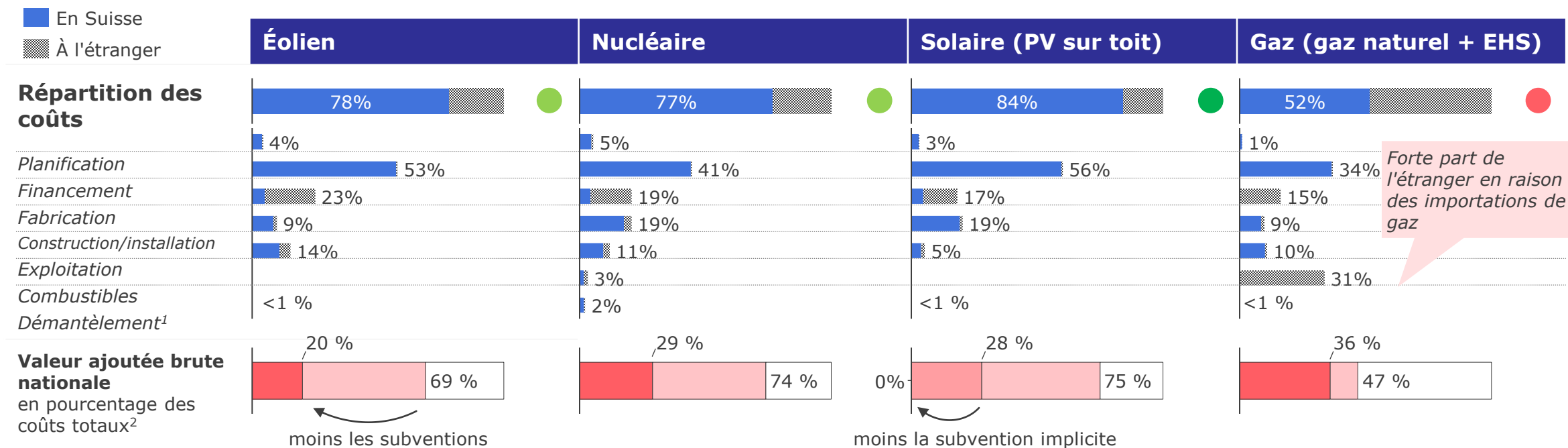


Le PV sur toit représente la part la plus importante des coûts nationaux, tandis que pour les centrales à gaz, une grande partie des dépenses est destinée à l'étranger en raison des importations de combustible

Sur la base de
des analyses réalisées
avec
Swiss Economics



Répartition des coûts et valeur ajoutée brute nationale issue des investissements dans la production d'électricité



Comment la valeur ajoutée brute a-t-elle été calculée ?

Les barres bleues indiquent la part des coûts générés en Suisse et celle qui est transférée à l'étranger. Exemple : sur le coût total d'une éolienne de 5 MW (environ 32 millions de CHF), 78 % des dépenses sont engagées en Suisse. En raison des intrants importés (p. ex. composants), la valeur ajoutée nationale qui en résulte est toutefois inférieure, à 69 % (environ 22 millions de CHF) (barre rouge). Une partie de cette valeur ajoutée est toutefois financée par des subventions (p. ex. la surtaxe sur le réseau) et ne constitue donc pas une valeur ajoutée purement supplémentaire, car les fonds utilisés se substituent à la consommation et, par conséquent, à la valeur ajoutée ailleurs. Si l'ensemble des subventions est déduit de la valeur ajoutée, il reste environ 7 millions de CHF de valeur ajoutée basée sur le marché pour l'éolienne, ce qui correspond à une part de valeur ajoutée nationale d'environ 20 % du coût total. Pour déterminer la différence exacte, il faudrait calculer la valeur ajoutée de la consommation perdue, ce qui n'était toutefois pas possible dans le cadre de cette analyse. La valeur ajoutée nationale effective se situe donc entre les deux valeurs, avec et sans déduction de la subvention.

1) Les coûts de démantèlement des installations éoliennes, solaires et au gaz sont pris en compte dans les coûts totaux, mais ne sont pas payés annuellement comme pour le nucléaire, mais en une seule fois à la fin de la durée de vie. Ils sont négligeables par rapport aux coûts de démantèlement du nucléaire ; 2) Pour le calcul de la valeur ajoutée nationale, tous les coûts encourus en Suisse sont répartis par type de coût et affectés d'un multiplicateur approprié. Ceci est important car toutes les dépenses ne génèrent pas la même valeur ajoutée en Suisse. La valeur ajoutée résultant de la consommation de l'électricité produite n'est pas prise en compte

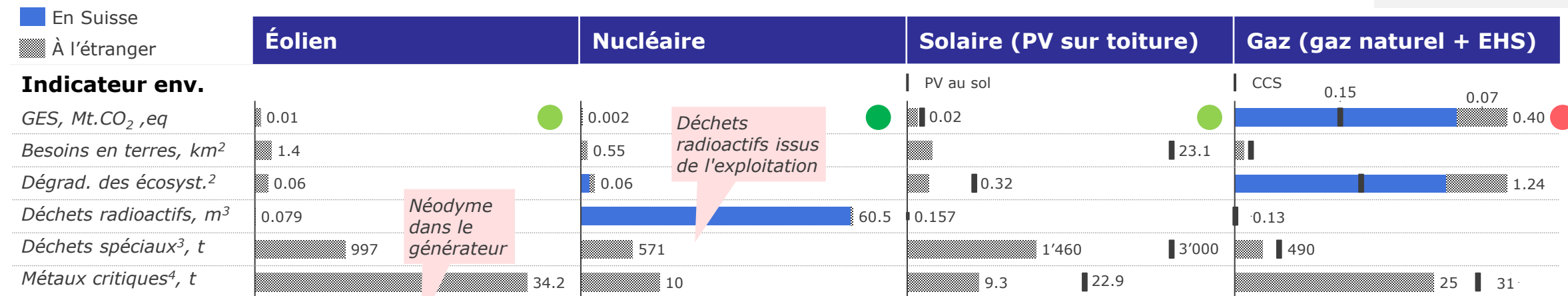


Chaque technologie a des impacts environnementaux spécifiques: émissions de CO₂ pour le gaz, déchets radioactifs pour l'énergie nucléaire, ainsi que déchets spéciaux et besoins en terrains pour l'énergie solaire et éolienne

Sur la base d'
des analyses
réalisées avec
PSI



Impacts environnementaux, par TWh en 2035 (2050 pour le nucléaire)¹



Explications

Les impacts de l'énergie éolienne se manifestent presque exclusivement le long de la chaîne d'approvisionnement et donc à l'étranger. C'est pourquoi, par exemple, les émissions de GES sont certes faibles, mais pas nulles. Les impacts sur le paysage, tels que la visibilité, ne sont pas pris en compte.

L'exploitation des centrales nucléaires génère des déchets radioactifs qui doivent être stockés en profondeur. Tous les autres indicateurs sont relativement faibles ; ainsi, le nucléaire présente par exemple les émissions de GES les plus faibles.

Les impacts du PV sur toit se situent presque exclusivement le long de la chaîne d'approvisionnement et donc à l'étranger. Le PV au sol nécessite une grande superficie de terrain en Suisse et génère beaucoup de déchets spéciaux dans la chaîne d'approvisionnement en raison des besoins en cuivre pour le câblage et la transformation.

Les centrales à gaz présentent des émissions de GES élevées tant au niveau national qu'à l'étranger. Elles contribuent en outre à la dégradation des écosystèmes. Les impacts des combustibles alternatifs sont pris en compte dans l'analyse environnementale du PSI⁶.



Comment interpréter et comparer les indicateurs environnementaux ?

Les indicateurs se basent sur des analyses du cycle de vie par TWh et mesurent différents impacts environnementaux qui ne sont pas directement comparables ou additionnables ; les résultats dépendent fortement des hypothèses relatives à la durée de vie et aux heures à pleine charge des installations de référence⁵. Une valeur faible pour un indicateur donné ne signifie donc pas que cette technologie est globalement plus respectueuse de l'environnement, car une évaluation nécessiterait des pondérations normatives qui ne sont délibérément pas effectuées ici. La comparaison se limite donc à l'indicateur « gaz à effet de serre ».

1) Les indicateurs d'impact environnemental sont disponibles de 2025 à 2050 ; à des fins de comparaison avec le nucléaire, les chiffres pour 2035 sont présentés. Les valeurs montrent généralement une légère diminution jusqu'en 2050, principalement due à la décarbonisation mondiale. Le rapport détaillé contient également des résultats concernant le stockage par batterie ; 2) Mesuré en perte d'années-espèces par TWh, species-loss*a/TWh ; 3) Les déchets spéciaux comprennent les déchets qui, en raison de leurs propriétés dangereuses, doivent être stockés dans des décharges souterraines ; 4) Les métaux critiques comprennent le cobalt, le lithium, le néodyme et le nickel ; 5) Les mêmes installations de référence ont été utilisées que dans d'autres parties de la comparaison technologique ; 6) L'analyse du gaz naturel en combinaison avec les CDR (certificats d'émissions négatives) n'a pas été prise en compte, car elle comporte de grandes incertitudes et qu'il n'existe à ce jour aucune directive réglementaire et méthodologique claire pour ces certificats.



03 Analyse de scénarios

L'objectif est de mettre en place un approvisionnement énergétique sûr, abordable et à faibles émissions (I/II)



Deux options réalistes de mix technologique pour l'approvisionnement futur en électricité en hiver, issues d'une multitude de scénarios possibles : «Énergies renouvelables + gaz» se concentre sur les énergies renouvelables et le gaz, tandis que «Coexistence» met l'accent sur la combinaison de l'énergie nucléaire avec d'autres technologies.

- Le point de départ de l'analyse est une augmentation de la demande: d'ici 2050, on table sur une croissance de la demande pendant la saison hivernale d'environ 25%, soit 9 TWh, par rapport à 2025.
- Pour couvrir cette croissance de la demande et remplacer les centrales nucléaires existantes, les deux scénarios nécessitent un développement rapide de l'éolien et du photovoltaïque, complété par des préparatifs pour le gaz et, le cas échéant, de nouvelles centrales nucléaires.



Les coûts totaux augmentent dans les deux scénarios ; dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz», la hausse des coûts est plus importante. La surtaxe sur le réseau peut couvrir les besoins de subvention, auxquels s'ajoute le soutien indirect.

- Dans les deux scénarios, le développement de la production d'électricité entraîne une hausse des coûts; ceux-ci sont globalement plus élevés dans le scénario « Renouvelables + gaz ».
- La surtaxe de réseau de 2,3 Rp/kWh peut couvrir approximativement les besoins en subventions des deux scénarios. Une partie des coûts des installations photovoltaïques sur toit n'est toutefois pas financée par des subventions directes, mais par des subventions implicites.
- L'exploitation à long terme de l'énergie nucléaire existante réduit les coûts et s'avère particulièrement utile en cas de retard dans le développement des énergies renouvelables.



Les coûts d'extension du réseau sont plus élevés dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz» en raison de l'expansion plus forte du photovoltaïque sur toit, mais ils restent généralement relativement faibles par rapport aux investissements dans la production.

- Les coûts d'extension du réseau, qui sont tirés par le développement du photovoltaïque, peuvent être réduits grâce à des mesures ciblées, telles que des limitations d'injection à 70% ou 50%, ainsi qu'une demande flexible.



Scénarios technologiques : les coûts sont les plus élevés en cas de développement très important du photovoltaïque ; les scénarios axés sur l'éolien ou le gaz sont moins coûteux.

- L'amplitude de l'évolution des coûts est mise en évidence par les scénarios technologiques : le scénario «axé sur le photovoltaïque» présente des coûts totaux supérieurs d'environ 50% à ceux du scénario «axé sur l'éolien» et de 60% à ceux du scénario «axé sur le gaz».
- Les besoins en subventions sont également nettement plus élevés dans le scénario axé sur le photovoltaïque que dans les autres scénarios technologiques étudiés.

L'objectif est de mettre en place un approvisionnement énergétique sûr, abordable et à faibles émissions (II/II)



La production d'électricité hydroélectrique en hiver ne peut guère être augmentée; c'est précisément pendant l'hiver météorologique, de décembre à février, que les importations et les centrales à gaz jouent un rôle déterminant pour répondre à la demande.

- Les réservoirs d'eau existants sont déjà exploités de manière optimisée ; une production hivernale supplémentaire – par le rehaussement des barrages ou la construction de nouvelles installations – n'est possible que dans une mesure limitée et s'avère relativement coûteuse.
- Pendant l'hiver météorologique, la production non flexible est faible; l'hydroélectricité ne peut pas toujours couvrir les besoins et doit être complétée par le gaz ou les importations.



Les importations restent un pilier important de la production d'électricité et de l'énergie primaire, mais la majeure partie de la production d'électricité est couverte par des sources nationales, ce qui réduit également la dépendance vis-à-vis des importations d'énergie primaire.

- Si la majeure partie de la demande en électricité peut être couverte par la production nationale, les échanges d'électricité avec les pays voisins jouent également un rôle important dans tous les scénarios et restent essentiels pour la sécurité d'approvisionnement.
- Les importations et les exportations sont possibles dans les scénarios, mais l'évolution de la situation chez nos voisins est incertaine.
- Des centrales de réserve supplémentaires sont prévues pour faire face aux situations les plus défavorables.
- Les scénarios sont globalement solides en cas de baisse ou d'augmentation de la demande ; l'extension du gaz, et éventuellement de l'éolien et du photovoltaïque, est possible à court terme
- Les besoins nets d'importation en sources d'énergie diminuent considérablement ; le manque de stockage de gaz constitue un défi pour les centrales à gaz.



Valeur ajoutée nationale et emploi à un niveau similaire dans les deux scénarios

- Part de la valeur ajoutée nationale d'environ 65%, environ 15 000 emplois à temps plein par an dans les deux scénarios. Dans le scénario «coexistence», une exploitation à long terme est nécessaire pour préserver les compétences.



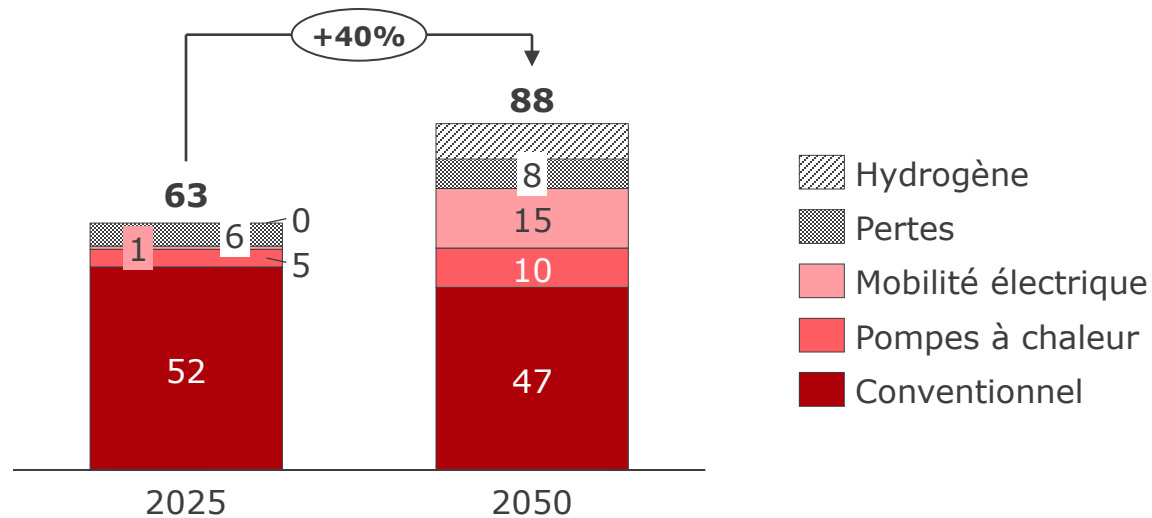
Les émissions de gaz à effet de serre de l'ensemble du système diminuent grâce à l'électrification, qui augmente la demande en électricité.

- Les centrales à gaz augmentent les émissions de gaz à effet de serre, mais peuvent améliorer la sécurité d'approvisionnement et contribuer ainsi à l'électrification et à la décarbonisation.
- Les nouvelles centrales à gaz en Suisse sont plus efficaces que les centrales existantes; des solutions pour un fonctionnement à faibles émissions sont possibles d'ici 2050, mais leur disponibilité et leurs coûts sont très incertains.

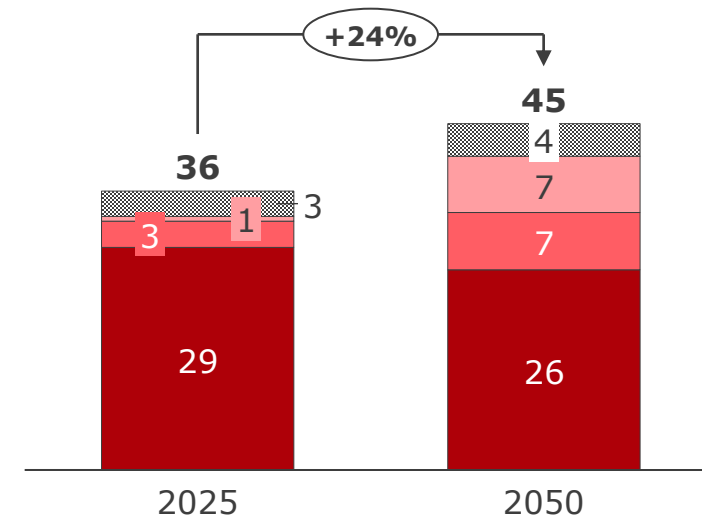


Le point de départ de l'analyse de scénarios est une augmentation de la demande: d'ici 2050, celle-ci devrait progresser de 25%, soit 9 TWh, par rapport à 2025, pendant la saison hivernale. La demande est identique dans les deux scénarios

Demande d'électricité annuelle, TWh



Demande d'électricité en hiver, TWh



Comment la demande évolue-t-elle tout au long de l'année?

En principe, l'évolution de la demande est soumise à des incertitudes: à quel rythme l'électrification progresse-t-elle, combien de centres de données seront construits ? Dans les analyses suivantes, nous tablons sur une augmentation totale de la demande de 16 TWh (hors hydrogène) d'ici 2050, soit 25 %. Pour exploiter les excédents estivaux, des électrolyseurs pourraient être utilisés pour produire de l'hydrogène, mais cette évolution est particulièrement incertaine.

À l'avenir, la consommation par habitant diminuera grâce à des gains d'efficacité dans l'industrie, l'artisanat, le commerce, les services et le secteur privé ; on table ici sur une baisse d'environ 20 à 25 %. À l'inverse, la demande augmentera, par exemple en raison des centres de données et de la croissance démographique. Pour la décarbonisation du secteur du chauffage, on table sur une demande de 10 TWh provenant de pompes à chaleur de grande et de petite taille. La mobilité électrique entraîne une augmentation de la demande d'environ 14 TWh.

Comment la demande évolue-t-elle en hiver?

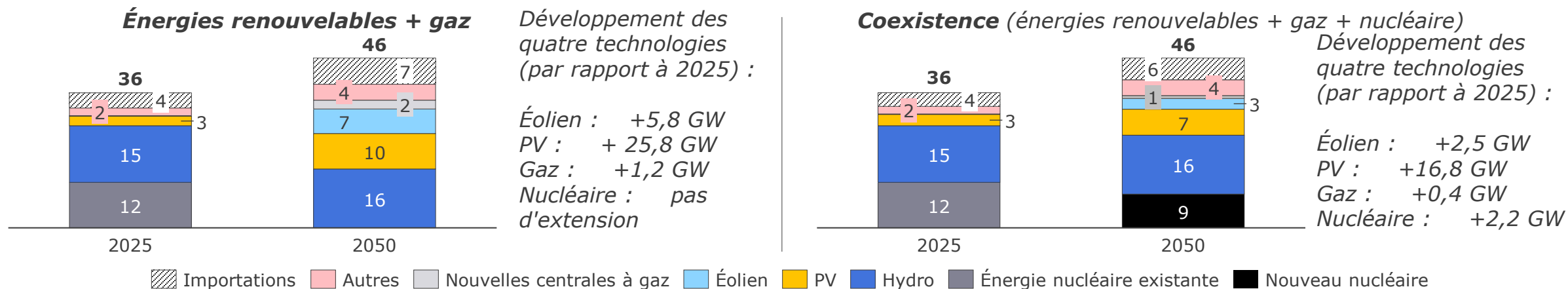
60 % de l'augmentation de la demande (hors hydrogène) se produisent en hiver – soit une hausse de 9 TWh, pour atteindre environ 45 TWh en 2050.

Les principaux moteurs de cette forte croissance en hiver sont notamment les pompes à chaleur, qui sont utilisées à environ 70 % en hiver, ainsi que la demande conventionnelle, qui présente déjà aujourd'hui un profil fortement marqué par l'hiver.



Deux options réalistes de mix énergétique: l'une se concentre sur les énergies renouvelables et le gaz, l'autre sur la coexistence de l'énergie nucléaire avec d'autres technologies

Production d'électricité pendant la saison hivernale en TWh



- Conformément à la stratégie énergétique actuelle axée sur les énergies renouvelables; l'objectif de la loi-cadre pour 2045 sera atteint (45 TWh d'énergies renouvelables supplémentaires, objectif pour 2035 irréaliste)
- Pas de prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes – le scénario suppose un monde dans lequel l'énergie nucléaire est moins souhaitée par la société (sensibilité avec prolongation de la durée de vie, voir diapositive 41)
- Nécessite une accélération considérable de l'énergie éolienne, avec une augmentation de 50 à environ 1 000-1 300 éoliennes
- Nécessite la présence de centrales à gaz sur le marché¹

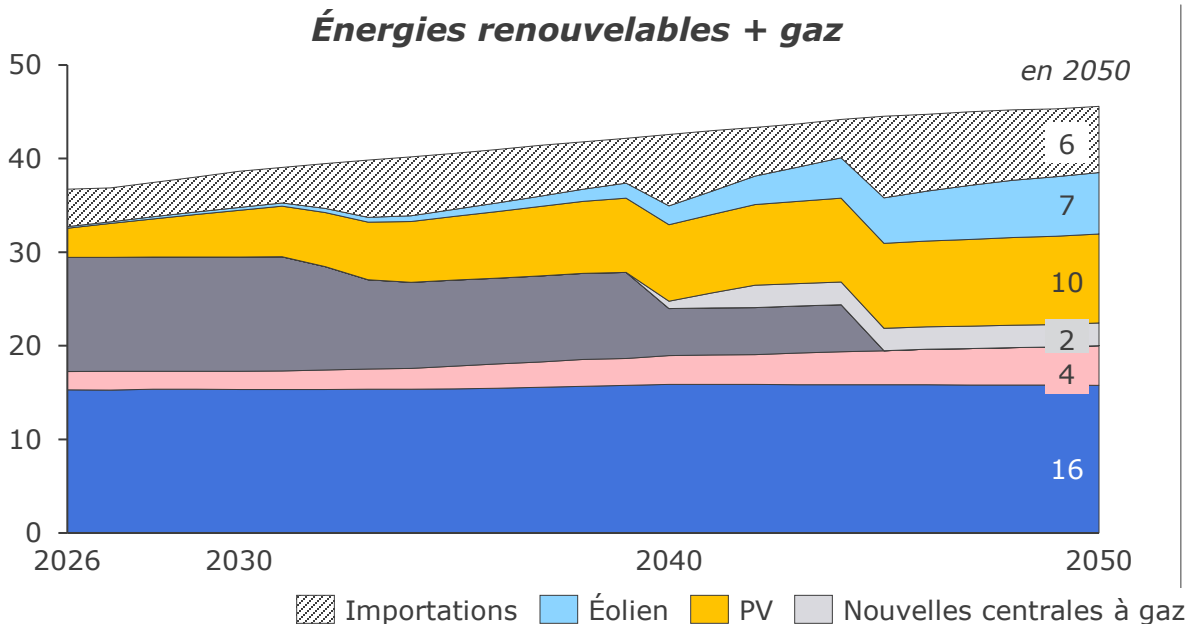
- Construction de nouvelles centrales nucléaires pour poursuivre la diversification du mix énergétique; construction de 2 AP1000 (environ 1 100 MWe chacune) d'ici 2050; une acceptation plus large de l'énergie nucléaire permet de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires existantes jusqu'à cette date
- Le développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) se poursuit, mais à un rythme moins soutenu que dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz»; environ 400 à 500 éoliennes; le développement du photovoltaïque sur toit ralentit par rapport à aujourd'hui
- Puissance supplémentaire faible des centrales à gaz opérant sur le marché

Hypothèses de base : les échanges avec les pays voisins sont possibles. Les deux scénarios disposent d'un potentiel de production suffisant pour couvrir la demande grâce à la production nationale, à l'exception de 5 TWh d'importations en hiver. Des importations plus importantes constituent une décision fondée sur le marché consistant à renoncer à l'utilisation des centrales (à gaz) nationales pour privilégier des importations moins coûteuses. En cas de pénurie, on suppose l'existence de centrales de réserve (environ 1,4 GW dans les deux scénarios, selon les analyses de l'EICom), mais celles-ci ne sont pas modélisées en détail ici.



Pour répondre à la croissance de la demande et remplacer les réacteurs nucléaires existants, il faut développer rapidement les énergies éolienne et PV, tout en préparant le terrain pour le gaz et, le cas échéant, de nouveaux réacteurs nucléaires

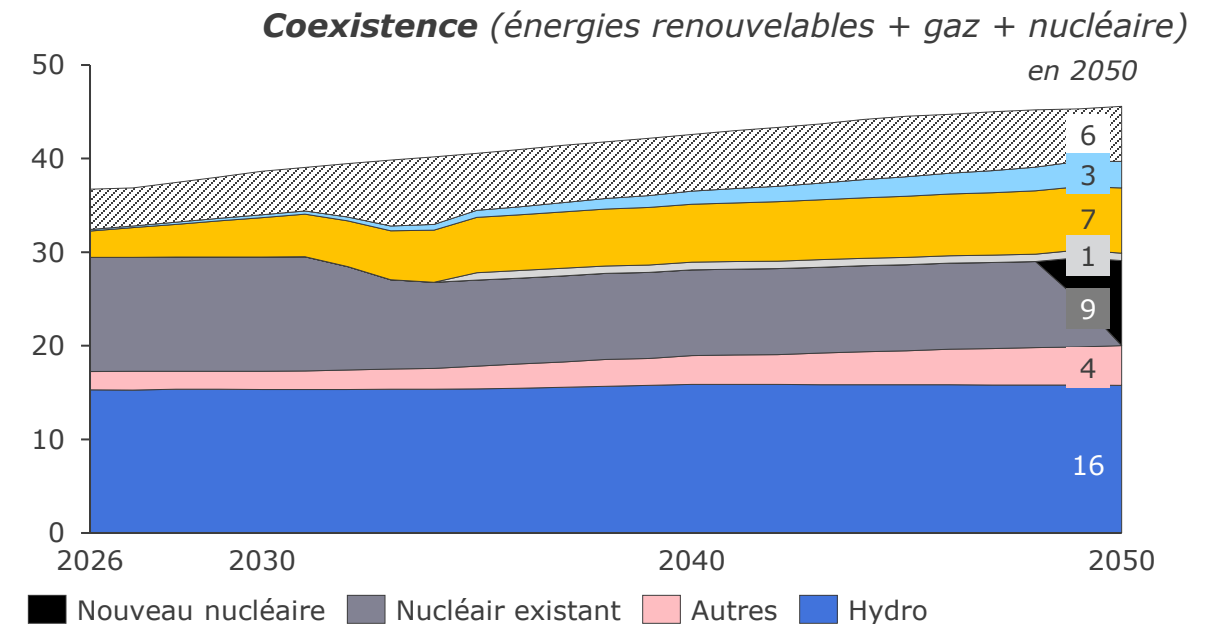
Production d'électricité en hiver en TWh



Quelles orientations faut-il prendre aujourd'hui?

Dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz», le développement des parcs éoliens doit être fortement accéléré. Pour cela, il faut mettre en œuvre le décret d'accélération, désigner davantage de zones propices et renforcer la planification à l'échelle nationale. Le développement du photovoltaïque sera légèrement réduit, l'accent étant mis sur l'intégration au réseau. Des zones propices seront désignées pour les installations au sol.

Il faut permettre la construction de centrales à gaz en adaptant le cadre réglementaire (enchères, taxe sur le CO2 et récupération de la chaleur résiduelle) afin de parvenir à une expansion à partir de 2040.



Quelles orientations faut-il prendre dès aujourd'hui?

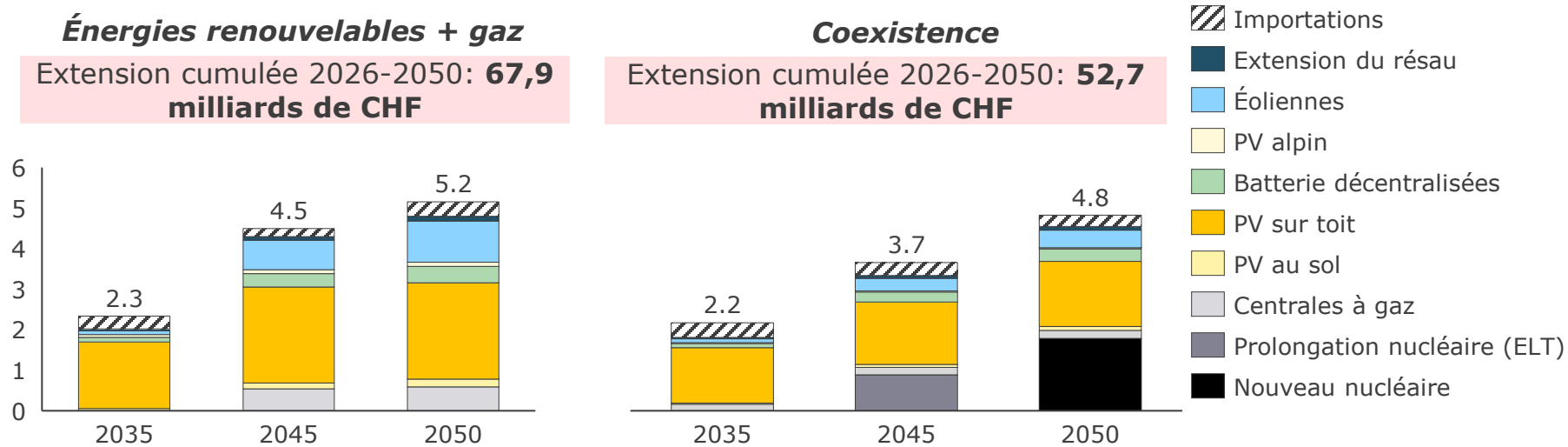
Dans le scénario «Coexistence», il faut dès aujourd'hui lancer la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes ainsi que la préparation de nouvelles centrales nucléaires.

L'expansion des parcs éoliens doit être accélérée, comme dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz», grâce aux mêmes mesures. Les subventions pour le photovoltaïque sont légèrement réduites, ce qui ralentit le rythme d'expansion du photovoltaïque dans les années 2030 par rapport à aujourd'hui. Les centrales à gaz doivent être rendues possibles afin de permettre une expansion à partir de 2035.



Dans les deux scénarios, le développement de la production d'électricité entraîne une hausse des coûts. Dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz», ces coûts sont plus élevés

Coûts annuels pour les nouvelles installations et l'extension du réseau en milliards de CHF



Comment les coûts annuels sont-ils calculés ?

- Le calcul tient compte des coûts annuels de chaque installation. Les CAPEX sont répartis sur toute la durée de vie, comme pour les coûts de production, auxquels s'ajoutent les OPEX annuels. La construction et le démantèlement sont inclus.
- On obtient ainsi les coûts annualisés de la production d'électricité et peut les comparer pour chaque année.
- Une comparaison des investissements serait trompeuse, car ceux-ci sont engagés au cours d'années spécifiques, alors que les installations fonctionnent plus longtemps.
- Pour les installations photovoltaïques sur toiture, différentes tailles d'installations sont prises en compte : pour chacune des catégories >30 kW, 30-100 kW et >100 kW, le potentiel et le parc actuel ont été évalués. La différence entre les deux correspond au potentiel restant. L'extension est prise en compte proportionnellement au potentiel restant.
- L'accent est mis ici sur les coûts des technologies considérées (éolien, photovoltaïque, nucléaire et gaz) ainsi que sur la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes au-delà de 60 ans. Les coûts liés à l'entretien du réseau actuel, des installations de production existantes ou d'autres installations sont identiques dans les deux scénarios et ne sont pas présentés ici. Les coûts liés aux importations ne sont pas inclus dans les coûts cumulés de l'extension (importations cumulées dans le scénario « Énergies renouvelables + gaz » : 7,1 milliards de CHF ; scénario « Coexistence » : 7,3 milliards de CHF).

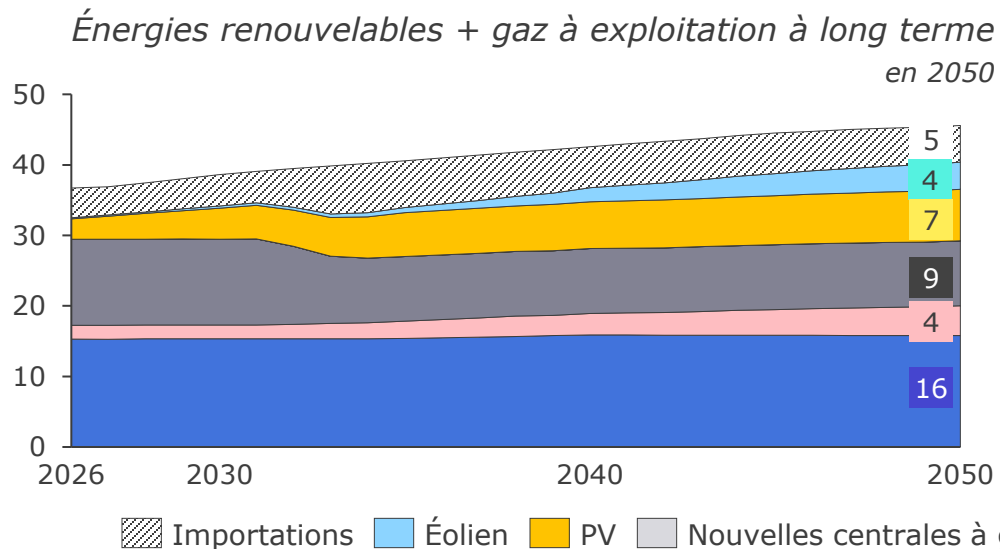
Principales conclusions

- Avec un coût cumulé de 67,9 milliards de CHF, les énergies renouvelables sont plus chères que la coexistence, dont le coût s'élève à 52,7 milliards de CHF (coûts cumulés pour l'extension 2026-2050)
- Les principaux postes de coûts sont le photovoltaïque et la nouvelle énergie nucléaire; l'exploitation à long terme (ELT) de l'énergie nucléaire apporte des avantages en termes de coûts dans le cas de la coexistence (pour une présentation de la ELT dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz», voir la diapositive suivante)
- Les énergies renouvelables sont légèrement plus coûteuses, en particulier au cours des premières années, mais les coûts annuels sont à peu près comparables à partir de 2050
- L'extension du réseau entraîne des surcoûts relativement faibles, auxquels s'ajoutent les coûts des batteries décentralisées

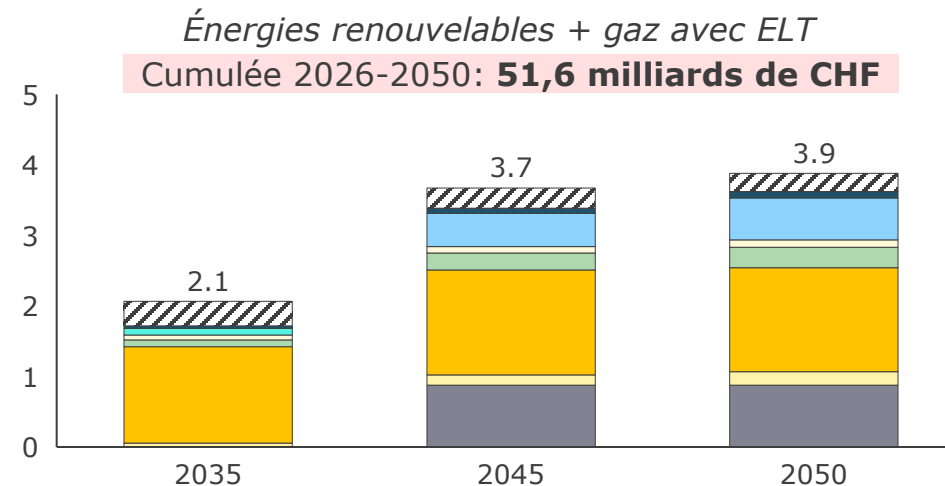


Deep Dive: la poursuite de l'exploitation à long terme des réacteurs nucléaires existants permet de réduire les coûts, y compris dans les secteurs *des énergies renouvelables et du gaz*; cela s'avère particulièrement utile en cas de retard dans le développement des énergies renouvelables

Production d'électricité pendant la saison hivernale en TWh



Coûts annuels pour les nouvelles installations et l'extension du réseau en milliards de CHF



- L'exploitation à long terme (ELT) des centrales nucléaires existantes permettrait également de gagner du temps dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz» si le développement des autres technologies venait à prendre du retard.
- Avec une durée de vie utile de 80 ans pour les centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt, il suffirait de compenser la production de Beznau (3 TWh en hiver; fermeture déjà décidée à partir de 2033) et la croissance de la demande (9 TWh en hiver).
- Les coûts cumulés de 2026 à 2050 passeraient de 67,9 milliards de CHF à 51,6 milliards de CHF et seraient ainsi comparables à ceux du scénario de *coexistence*.

Quels changements le scénario «Énergies renouvelables + gaz» connaît-il si l'on tient compte ici aussi d'une durée de vie prolongée ?

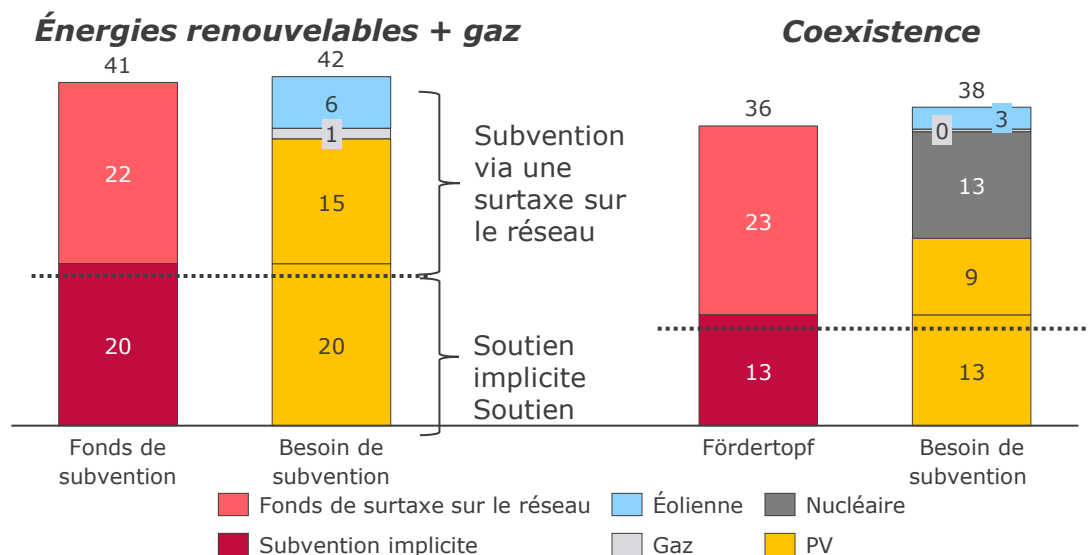
- Le développement du photovoltaïque se poursuit à un rythme soutenu jusqu'au milieu des années 2030 et contribue à compenser la production de Beznau. À partir de 2040, le développement du photovoltaïque est nettement retardé par rapport au scénario «Énergies renouvelables + gaz» (24 GW en 2050)
- Le développement de l'éolien est lui aussi initialement rapide, puis ralenti à partir de 2040 (3,4 GW en 2050)
- Aucune construction de centrales à gaz n'est nécessaire jusqu'en 2050



La surtaxe de réseau de 2,3 centimes/kWh permet de couvrir approximativement les besoins de subvention des deux scénarios – une partie des coûts du photovoltaïque est financée par une subvention implicite

Enveloppe et besoins cumulés en milliards de CHF pour 2026-2050

Les scénarios ne sont pas directement comparables! Les subventions sont versées lors de la construction des installations, mais les durées de vie restantes varient selon les scénarios



Principales conclusions

- **Le fonds de surtaxe sur le réseau suffit dans les deux scénarios pour couvrir les subventions directes** – les subventions implicites ne sont pas prises en compte
- Énergies renouvelables + gaz : 22,6 milliards de CHF de subventions directes (hors engagements existants), plus 19,6 milliards de CHF de subventions implicites
- Coexistence : 25,1 milliards de CHF de subventions directes (hors engagements existants), plus 13,4 milliards de CHF de subventions implicites
- Toutes les technologies reçoivent l'intégralité de leur subvention lors de leur mise en service. Ainsi, les subventions pour les réacteurs nucléaires en coexistence sont versées avant 2050, mais ceux-ci produisent de l'électricité pendant environ 60 ans supplémentaires
- Les besoins de subventionnement pour les ELT ainsi que la prise en charge des risques supplémentaires ne sont pas pris en compte
- Sans subvention implicite, les besoins de subvention dépasseraient considérablement le budget disponible et devraient être portés à 3,1 à 3,7 centimes/kWh
- Supplément de réseau jusqu'à présent pour les énergies renouvelables. Pour les centrales nucléaires et à gaz, le fonds devrait être étendu à celles-ci ou un nouveau supplément devrait être mis en place

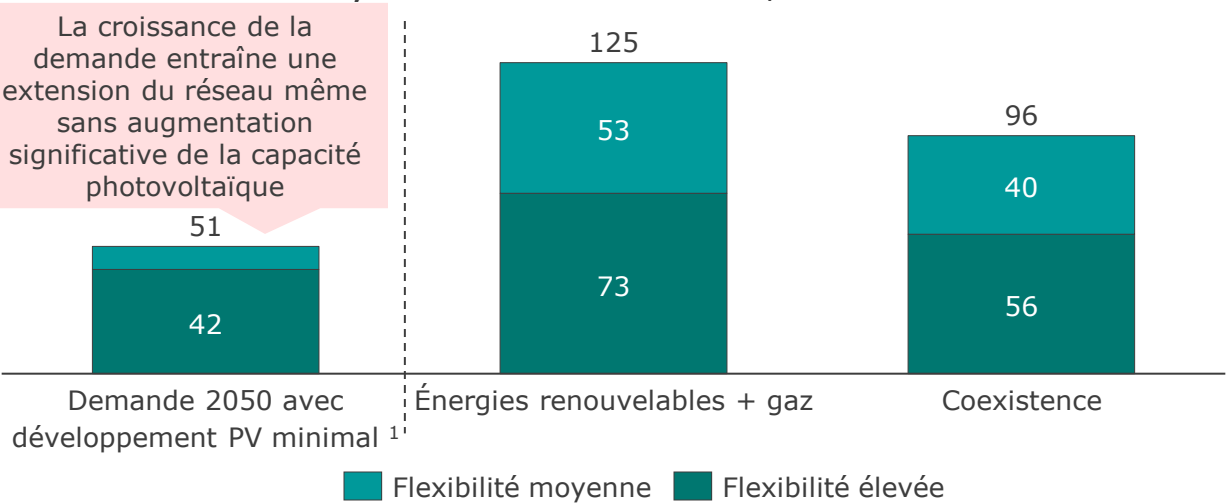
Comment calculons-nous le budget de subvention et les besoins?

- Le graphique montre les besoins de subvention (basés sur les besoins de subvention hivernaux) sous forme de contribution aux coûts d'investissement agrégés de 2026 à 2050. La subvention est due l'année de la construction, c'est-à-dire que la contribution aux coûts d'investissement de l'énergie nucléaire est entièrement incluse, malgré une durée de vie plus longue.
- Les besoins en subventions sont partiellement couverts par la subvention implicite pour les installations photovoltaïques sur toiture, qui peuvent réduire leur contribution aux coûts de réseau en cas d'autoconsommation. La subvention implicite est supportée par les autres clients finaux via des redevances de réseau plus élevées.
- Le fonds de subvention se compose de la surtaxe de réseau et de la subvention implicite. En raison de la hausse de la demande à l'avenir, le volume de la surtaxe de réseau passera d'environ 1,2 milliard de CHF par an aujourd'hui à environ 1,5 milliard de CHF par an en 2050. De plus, le remboursement pour les industries à forte consommation d'énergie est pris en compte, ainsi que le fait qu'aucune surtaxe de réseau n'est prélevée sur l'électricité autoconsommée provenant d'installations photovoltaïques sur toiture.
- Le fonds de la surtaxe de réseau comporte en outre des engagements existants d'environ 10 milliards de CHF (par exemple pour des paiements déjà promis aujourd'hui en faveur de l'énergie hydraulique), qui ont déjà été déduits dans le tableau



Dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz», les coûts d'extension du réseau sont plus élevés en raison de l'augmentation des installations PV sur toit, mais ils restent globalement relativement faibles par rapport aux investissements dans la production

Coûts annualisés de développement du réseau dans les deux scénarios en Suisse, 2050 en millions de CHF/an



	Limitation de l'injection	Flexibilité de la demande		Stockage par batterie
		Mobilité électrique	Pompes à chaleur	
Flexibilité moyenne	70% (au niveau du raccordement domestique)	Réduction de 20% le soir	Aucune flexibilité	0,8 kW de BESS par kWc de PV (pour les nouvelles installations)
Flexibilité élevée	50% (au niveau du raccordement domestique)	Réduction de 50% le soir	Réduction entre 18 h et 22 h	1 kW de BESS par kWc de PV (pour les nouvelles installations)

Principales conclusions

- L'extension du réseau induite par la demande entraîne des coûts dans les deux scénarios. Même sans extension de la capacité photovoltaïque, cela entraînerait des coûts de 40 à 50 millions de CHF par an (en fonction de la flexibilité disponible)
- L'intégration des pics d'injection photovoltaïque peut entraîner des coûts supplémentaires
- L'extension du réseau est limitée par différentes mesures: i) la limitation des pics d'injection photovoltaïque, ii) la flexibilisation de la demande existante et, iii) le stockage décentralisé par batterie. Sans ces mesures, l'extension du réseau est beaucoup plus coûteuse (voir p. 31 Intégration du photovoltaïque au réseau)
- Nous prenons en compte deux options, toutes deux assorties de flexibilités (voir tableau); les mesures sont prises en compte dans l'analyse des coûts globaux
- Dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz», le réseau doit être davantage développé pour intégrer des pics d'injection photovoltaïque plus élevés que dans le scénario «Coexistence».

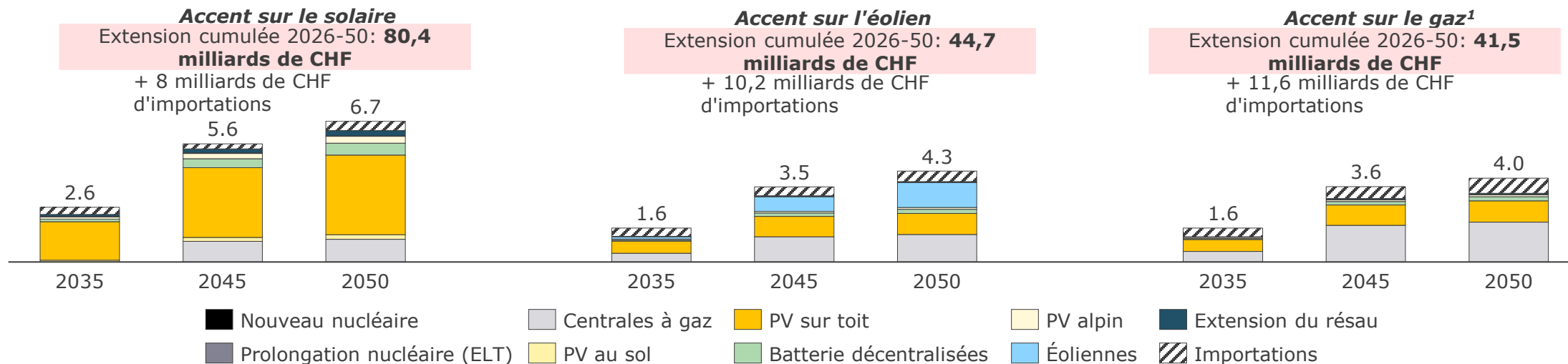
L'évolution des coûts de l'énergie d'équilibrage jusqu'en 2050 n'est pas prise en compte dans les hypothèses, car on part du principe qu'une flexibilité accrue à l'avenir, des prévisions améliorées ainsi que des adaptations de la conception du marché corrigeront les inefficacités actuelles



L'amplitude de l'évolution des coûts peut être analysée à l'aide de «scénarios technologiques» : un scénario reposant largement sur le photovoltaïque est plus coûteux qu'un scénario reposant largement sur l'éolien ou le gaz

Coûts annuels pour les nouvelles installations, l'extension du réseau et les importations en milliards de CHF/an

Pris en compte ici : tous les scénarios peuvent, lors d'années moyennes, couvrir les besoins en électricité du semestre hivernal jusqu'à 5 TWh d'importations



Principales conclusions

- Un scénario avec une forte part de photovoltaïque est très coûteux, car les petites installations décentralisées, la flexibilité décentralisée (batteries) et l'extension du réseau entraînent des coûts supplémentaires.
- Un scénario avec une part importante d'éolien serait moins coûteux que les deux scénarios de synthèse
- Scénario le plus économique avec de nombreuses centrales à gaz. Une condition préalable importante est ici une capacité d'exportation suffisante des pays voisins. Si tel est le cas, il est possible de recourir à des importations bon marché et de maintenir à un faible niveau les heures d'utilisation du gaz sur le marché intérieur.
- Cependant, forte incertitude quant aux coûts : si la capacité d'importation est faible, les coûts totaux augmentent

Puissance en 2050²

50 GW de photovoltaïque (+40 GW par rapport à aujourd'hui)
0,3 GW d'éolien
2,2 GW de gaz
0 GW d'énergie nucléaire

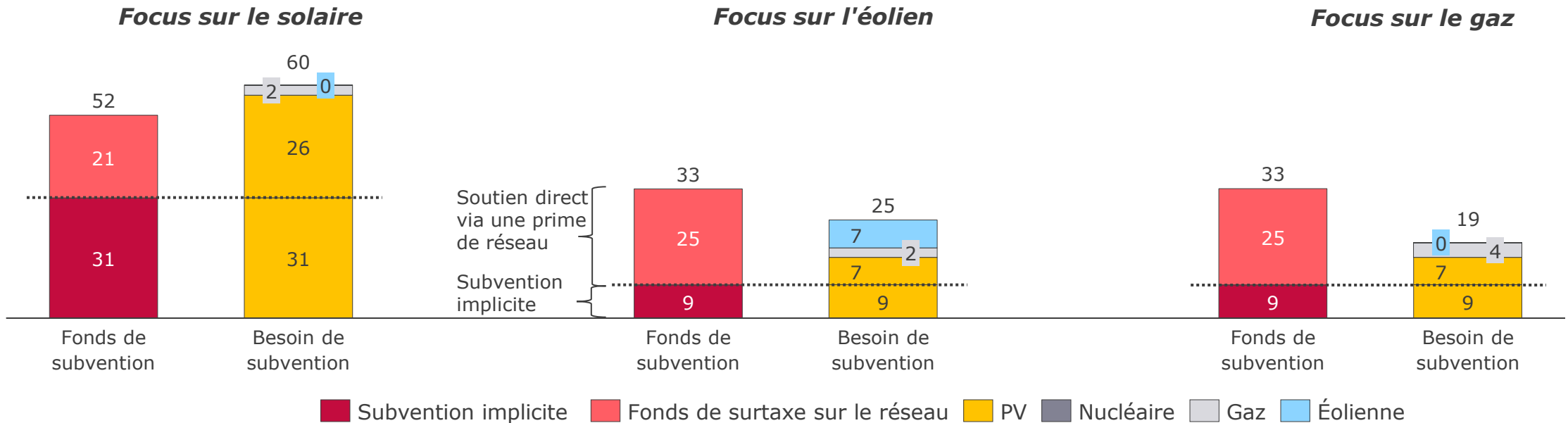
17 GW photovoltaïque (+7 GW par rapport à aujourd'hui)
8 GW d'éolien
2,6 GW de gaz
0 GW d'énergie nucléaire

17 GW de photovoltaïque (+7 GW par rapport à aujourd'hui)
0,3 GW d'éolien
3,8 GW de gaz
0 GW d'énergie nucléaire



Dans ce scénario à forte composante photovoltaïque, les besoins en subventions sont également nettement plus élevés que dans les scénarios à forte composante éolienne ou à forte composante gazière et à importations

Besoins de subvention cumulés en milliards de CHF 2026-2050



Principales conclusions

- Les scénarios « Gaz » et « Éolien » présentent des besoins de subvention nettement inférieurs à ceux du scénario « Solaire », ainsi qu'à ceux des scénarios « Énergies renouvelables + Gaz » et « Coexistence ».
- Dans les deux scénarios, le fonds de surtaxe réseau serait en mesure de couvrir les besoins de subventionnement, même en l'absence de subvention implicite. Dans le scénario « Gaz », la surtaxe réseau et, par conséquent, la charge pour les consommateurs finaux pourraient être réduites.

Pour une brève explication de la méthodologie, voir la diapositive 37

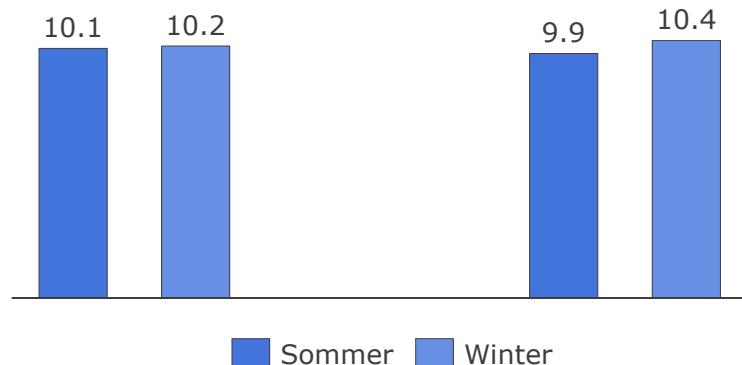


L'énergie hydraulique est déjà exploitée aujourd'hui en fonction des besoins hivernaux: les possibilités d'augmenter la capacité de stockage saisonnière sont limitées

Production d'électricité hivernale et estivale de l'hydroélectricité suisse en TWh

Utilisation de l'hydroélectricité optimisée pour le marché

(capacité d'importation totale)



Utilisation de l'hydroélectricité pour la sécurité d'approvisionnement*

(pas d'importations)

Principales conclusions

- La production d'électricité issue de l'hydroélectricité suisse ne peut guère être davantage décalée vers l'hiver
 - Une exploitation déjà fortement axée sur l'hiver dans le cadre d'une utilisation optimisée pour le marché
 - Même en cas de pénurie d'approvisionnement en hiver, le report saisonnier supplémentaire est limité
- Le développement de la production d'électricité issue de l'énergie hydraulique est limité
- Les centrales à accumulation par pompage ne sont pas des réservoirs saisonniers, mais plutôt des installations à utilisation quotidienne ou hebdomadaire
- L'hydroélectricité permet de répartir l'énergie stockée tout au long de l'hiver
 - Peu d'importance que la production ait lieu pendant l'hiver météorologique ou au cours du semestre hivernal
 - Avantage spécifique du système suisse

Comment avons-nous modélisé l'exploitation de l'énergie hydraulique ? Les résultats présentés ici concernent l'utilisation flexible de l'hydroélectricité dans le scénario « Énergies renouvelables », avec deux scénarios de sensibilité : possibilités d'échange maximales et fermetures complètes des frontières, calculés à partir d'une simulation fondamentale du marché réalisée par le FEN (Centre de recherche sur les réseaux énergétiques de Zurich) pour l'année 2050.



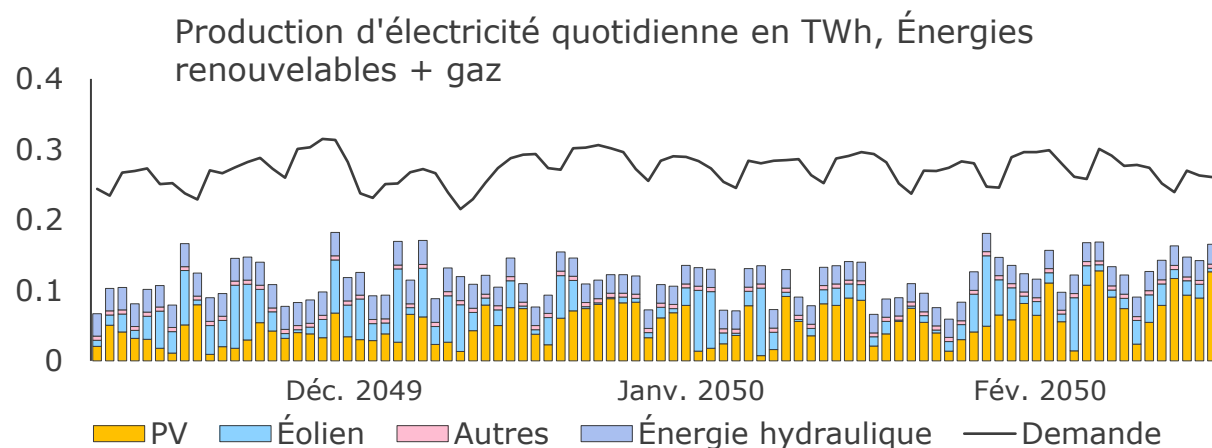
Deep Dive: pendant l'hiver météorologique, la production non flexible est faible ; l'hydroélectricité ne peut pas toujours couvrir la demande et doit être complétée par le gaz ou les importations

Sur la base d'analyses réalisées avec

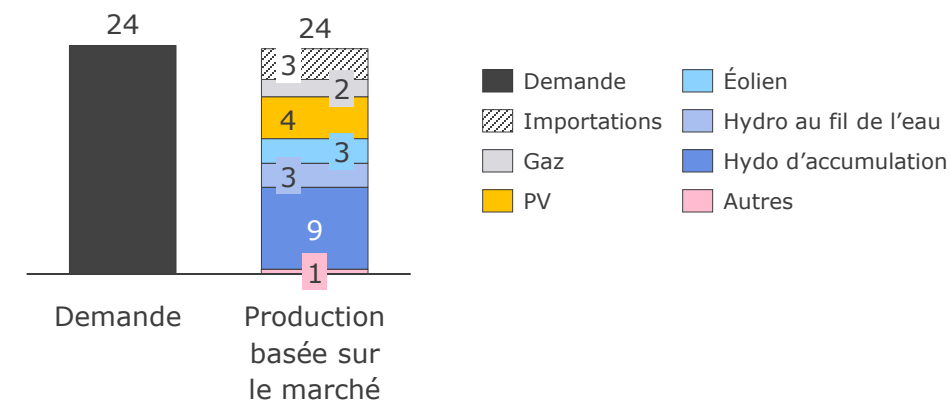
ETH zürich

FEN
RESEARCH CENTER FOR ENERGY NETWORKS
FORSCHUNGSSTELLE ENERGIE NETZES

Demande et production d'électricité non flexible durant l'hiver météorologique 2049/2050



Production cumulée pendant l'hiver météorologique en TWh, énergies renouvelables + gaz

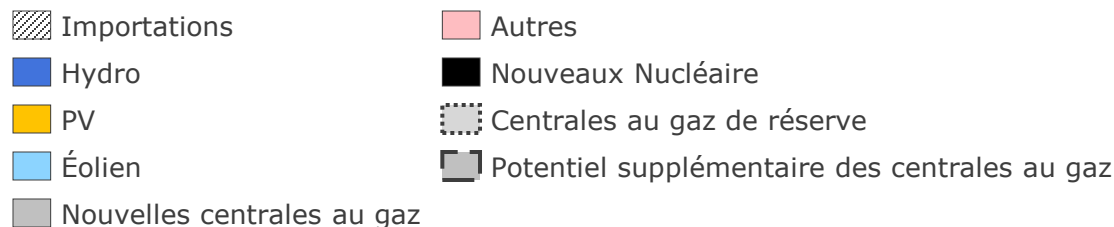
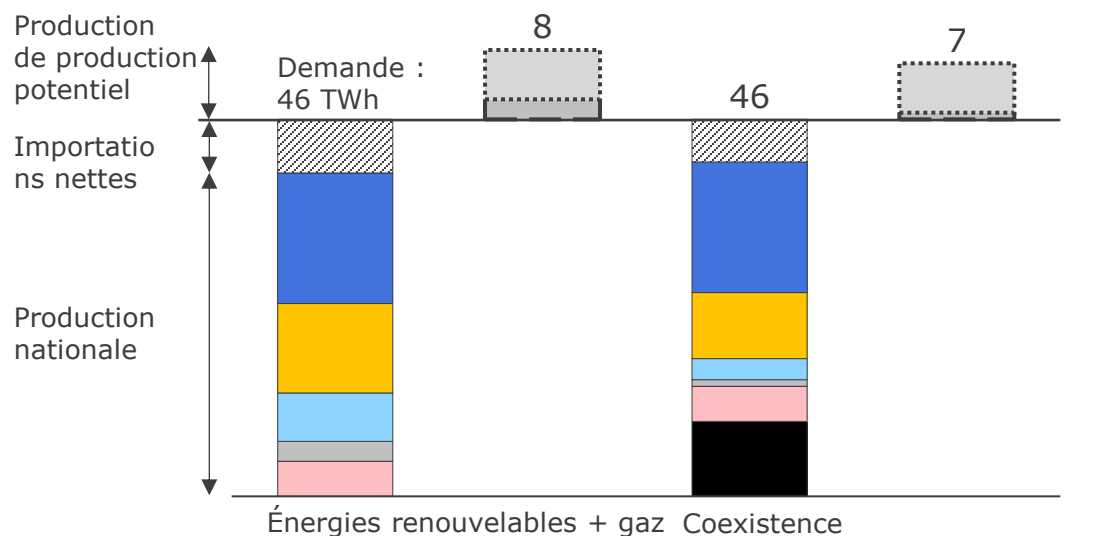


- La production issue des installations non flexibles (éolien, photovoltaïque, hydroélectricité au fil de l'eau, autres) dans le scénario « *Énergies renouvelables + gaz* » peut contribuer à hauteur de 10 TWh à la couverture de la demande de 24 TWh pendant les trois mois de l'hiver météorologique (décembre, janvier et février) – ces valeurs couvrent une année météorologique moyenne
- Les installations photovoltaïques ne produisent qu'environ 7 à 9 % de leur production annuelle au cours des trois mois d'hiver (décembre, janvier et février)
- Les centrales hydroélectriques à accumulation produisent environ 6 à 8 TWh de décembre à février. Le chiffre exact dépend de la répartition entre les mois et varie en fonction des conditions météorologiques de l'année, c'est-à-dire de la demande et de la production en Suisse et à l'étranger, ainsi que des débits d'alimentation. En fonction des conditions météorologiques, Hydro dispose de la flexibilité nécessaire pour déplacer la production d'un mois à l'autre au cours du semestre hivernal.
- La majeure partie de la production hydroélectrique se concentre donc sur les trois mois d'hiver critiques, tandis que pendant les mois intermédiaires d'octobre, novembre et mars, la production non flexible en Suisse et à l'étranger peut contribuer davantage à couvrir la demande.



La production nationale d'électricité est suffisante pour répondre à la demande, mais les échanges d'électricité restent essentiels pour la sécurité d'approvisionnement dans tous les scénarios

Production d'électricité, importations et potentiel de production restant au cours du semestre d'hiver 2050 en TWh



Principales conclusions

- Dans les deux scénarios, les capacités de production d'électricité nationales sont en principe suffisantes
- La Suisse peut largement subvenir à ses propres besoins ; les importations pourraient théoriquement (sans recours aux centrales de réserve) être limitées à environ 5 TWh
 - Condition préalable : toutes les centrales électriques nationales, en particulier les centrales nucléaires et à gaz, sont en service
- Des importations plus importantes ont lieu pour des raisons purement économiques, lorsque l'électricité est moins chère à l'étranger
 - Dans ce cas, les centrales nationales (surtout les centrales à gaz) fonctionnent moins, ce qui entraîne une augmentation des volumes d'importation. Ces importations supplémentaires ne sont pas nécessaires, mais sont économiquement judicieuses
 - Importations annuelles dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz» d'environ 6 à 7 TWh, car les centrales à gaz ne sont pas utilisées à tout moment, même en hiver
 - Dans le scénario « Coexistence », environ 5 TWh d'importations annuelles, car il y a moins de centrales à gaz ; les centrales nucléaires devraient fonctionner sans interruption en hiver
- En cas de possibilités d'importation limitées, les centrales à gaz peuvent être mises en service rapidement. Pour les situations de pire scénario (par exemple, conditions météorologiques défavorables, pannes, pénuries), des mesures de sécurité supplémentaires sont nécessaires, par exemple via des centrales de réserve



Analyse approfondie : l'intégration au réseau européen permet des importations et des exportations efficaces – mais les excédents de production restent incertains

Sur la base d'analyses réalisées avec

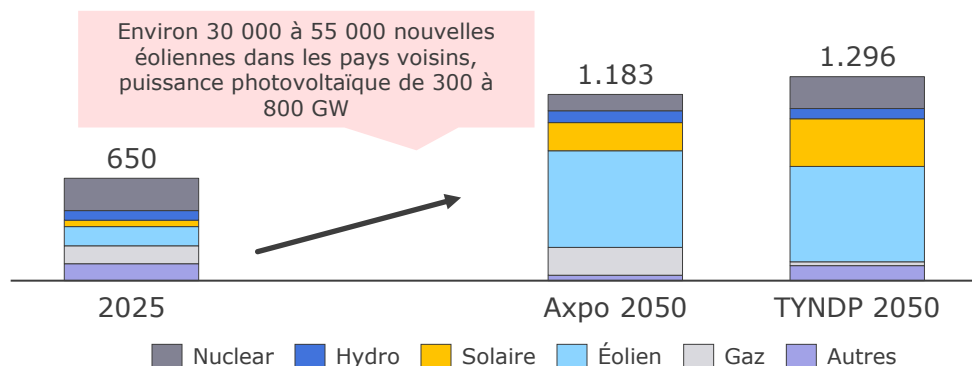
ETH zürich

FEN
RESEARCH CENTER FOR ENERGY NETWORKS
FORSCHUNGSSTELLE ENERGIENETZE

Les excédents de production des pays voisins permettent à la Suisse d'importer de l'électricité en hiver, mais ils sont incertains

- Dans tous les scénarios calculés, il existe suffisamment de possibilités pour importer environ 5 TWh – la flexibilité de l'hydroélectricité suisse permet d'importer lorsque les pays voisins disposent d'excédents
- Il est très incertain que les développements futurs correspondent à ces scénarios – ceux-ci reflètent souvent des ambitions politiques
- Compter sur des importations encore plus importantes reviendrait à se rendre dépendant de la volonté politique des pays voisins
- Une expansion massive doit également avoir lieu dans les pays voisins
- Les congestions du réseau, par exemple en Allemagne, peuvent limiter davantage les importations ; l'extension du réseau est un processus de longue haleine et difficilement acceptable

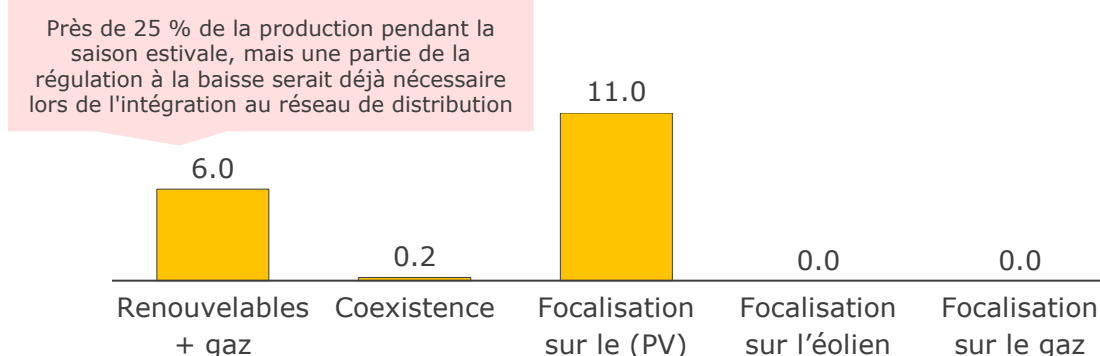
Production d'électricité pendant la saison hivernale¹ dans les pays voisins, en TWh



Les excédents estivaux peuvent être absorbés en grande partie par les pays voisins

- Dans nos simulations, les excédents estivaux peuvent être en grande partie exportés, mais cela dépend de l'évolution de la situation à l'étranger
- Conditions préalables à l'exportation : flexibilité à l'étranger (par exemple, demande d'électricité pour la production d'hydrogène en Allemagne), capacité de réseau suffisante et flexibilité supplémentaire de la charge
- Sans possibilités d'exportation, d'importantes quantités d'électricité devraient être délestées en été, en particulier en cas de forte expansion du photovoltaïque
- Exportation à bas prix – faible valeur de l'électricité excédentaire

Réduction de la production en été si les exportations n'étaient pas possibles, en TWh

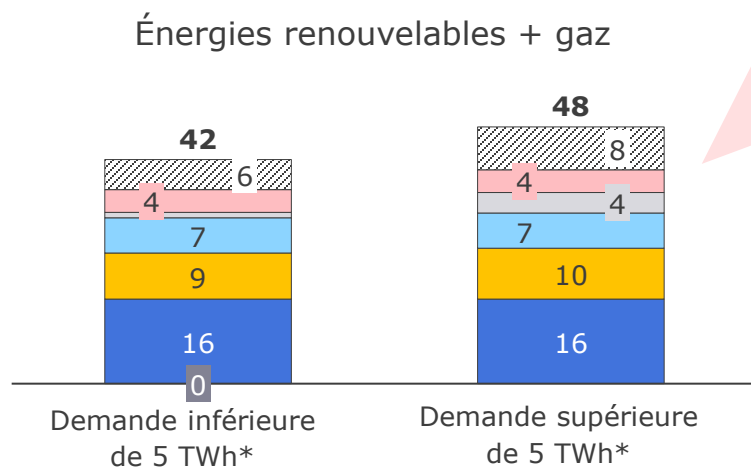


1) Premier scénario : hypothèses d'Axpo concernant l'évolution des capacités dans les autres pays européens – suppose une décarbonisation à 80 % d'ici 2050 ; deuxième scénario : scénario « Global Ambition » du TYNDP de l'ENTSO-E/ENTSOG



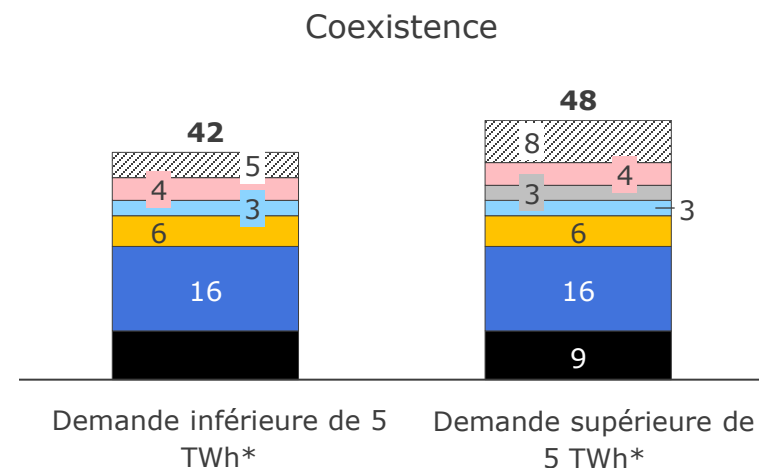
Analyse approfondie : les scénarios sont globalement solides, que la demande soit plus faible ou plus forte ; le développement du gaz, et dans une moindre mesure de l'éolien et du photovoltaïque, peut être accéléré ou ralenti à court terme

Production d'électricité au cours du semestre d'hiver 2050, TWh



Les besoins en centrales à gaz augmentent lorsque la demande est plus forte et diminuent lorsqu'elle est plus faible

Production d'électricité au cours du semestre d'hiver 2050, TWh



Importations
 Autres
 Nouvelles centrales au gaz
 Éolien
 PV
 Hydro
 Nouveaux nucléaires

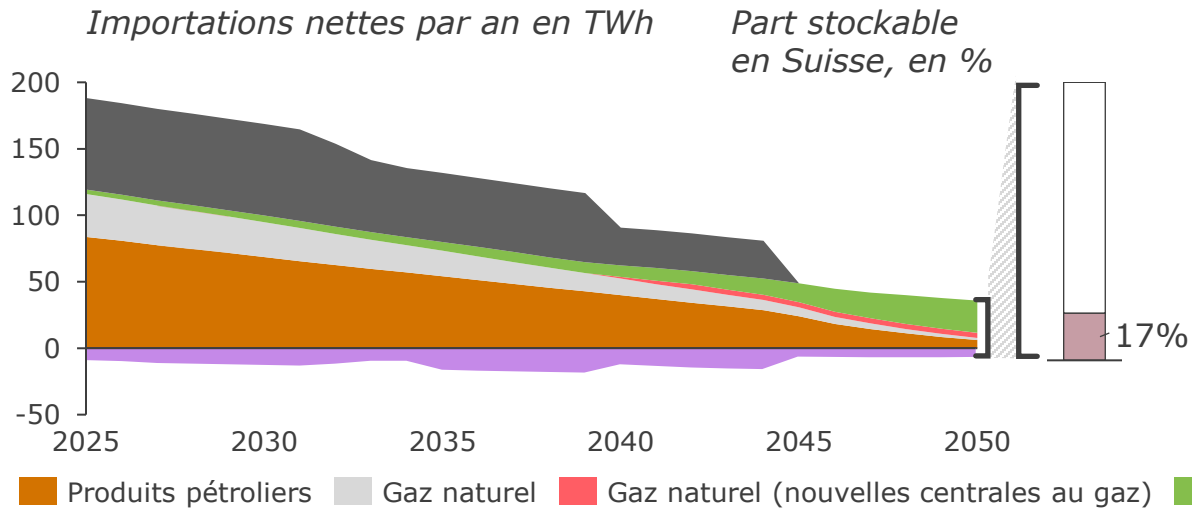
- La demande peut s'avérer supérieure ou inférieure aux hypothèses – en tant que tendance à long terme (par exemple, décarbonisation plus forte/plus faible), mais aussi à court terme (par exemple, augmentation significative du nombre de centres de données dans quelques années). La sensibilité montre des impacts de +/- 5 TWh sur la demande totale en 2050 (ce qui correspond à environ +/- 2,8 TWh de demande hivernale).
- Énergies renouvelables + gaz :** une expansion moindre de toutes les technologies est possible à court/moyen terme ; une expansion plus importante principalement grâce au gaz ; une expansion plus rapide de l'éolien est peu probable ; une augmentation du photovoltaïque renforce le défi de l'intégration
- Coexistence :** changements dans le développement, en particulier pour le gaz, le photovoltaïque et l'éolien. L'énergie nucléaire reste plutôt constante, que la demande soit faible ou forte (grandes tranches nucléaires, longue phase de planification). En cas de demande nettement plus élevée, une centrale nucléaire supplémentaire est également envisageable.

1) Inférieure ou supérieure à celle du scénario initial, conformément à la diapositive sur l'augmentation de la demande ; 2) 2,8 TWh d'électricité hivernale peuvent théoriquement être produits par des centrales à gaz de 700 MW ; la capacité initiale de 1,2 GW est donc réduite à 500 MW ou portée à 1,7 GW ; Une autre option consisterait à construire davantage ou moins d'éoliennes ou d'installations photovoltaïques, mais l'extension de ces installations dans le scénario est déjà ambitieuse

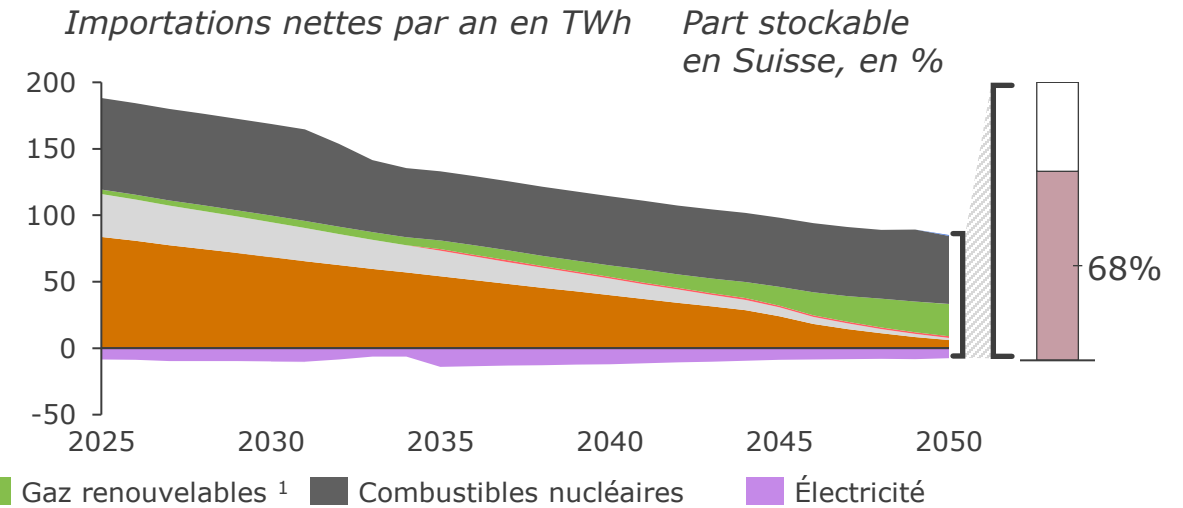


Dans les deux scénarios, les besoins nets d'importation en sources d'énergie diminuent considérablement – l'absence de stockage de gaz constitue un défi pour les centrales au gaz

Énergies renouvelables + gaz



Coexistence (renouvelables + gaz + nucléaire)



Hypothèses méthodologiques :

- Valeurs des besoins nets d'importation en sources d'énergie non utilisées pour la production d'électricité (charbon, produits pétroliers, gaz naturel, gaz renouvelables et synthétiques) issues des Perspectives énergétiques 2050 Zero Basis. Dans le scénario de base, le biogaz est également utilisé pour la production d'électricité. La part correspondante a été exclue des gaz renouvelables. ²
- Pour les combustibles nucléaires, le gaz naturel destiné aux nouvelles centrales à gaz et l'électricité, les données proviennent du scénario de synthèse Axpo correspondant.

- Les importations nettes diminuent nettement dans les deux scénarios, davantage dans le scénario « Énergies renouvelables + gaz », car aucun combustible nucléaire ne doit être importé
- Les combustibles nucléaires peuvent être stockés sur place en Suisse
- Pour le gaz naturel, pas de stockage de gaz à grande échelle ni de terminaux GNL en Suisse
 - Les solutions à deux combustibles renforceraient la sécurité d'approvisionnement : pour cela, des combustibles liquides supplémentaires sont stockés dans les réservoirs existants. Avec la baisse de la demande en pétrole, ces capacités se libèrent progressivement.
 - Stockages de gaz étrangers comme alternative : 7,5 % de la consommation de gaz naturel de la Suisse en France

1) Comprend les « énergies renouvelables » et le « PtX » ; 2) 1,3 TWh de production d'électricité à partir de biogaz sont pris en compte dans le scénario de référence « Zero » des perspectives énergétiques 2050, ce qui n'est pas le cas dans nos scénarios. Nous partons du principe que ces sources d'énergie doivent être importées. Hypothèse : rendement de la production d'électricité à partir de biogaz de 50 %. Réduit les besoins d'importation de « gaz renouvelables » de 2,6 TWh.



Les deux scénarios génèrent une valeur ajoutée brute nationale et un niveau d'emploi similaires ; dans le scénario « coexistence », une exploitation à long terme est nécessaire pour préserver les compétences

Sur la base d'analyses
réalisées avec
Swiss Economics



Effets des scénarios sur la valeur ajoutée brute et l'emploi

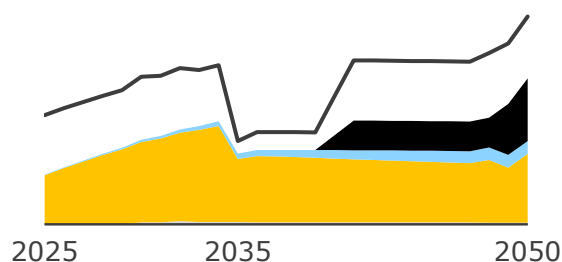
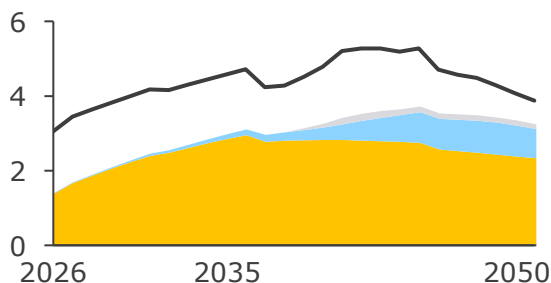
■ Gaz ■ Éolien ■ Solaire ■ Nucléaire

Énergies renouvelables + gaz

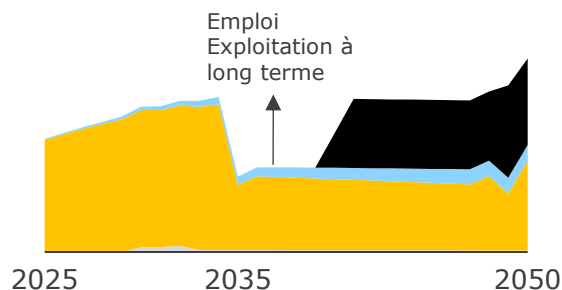
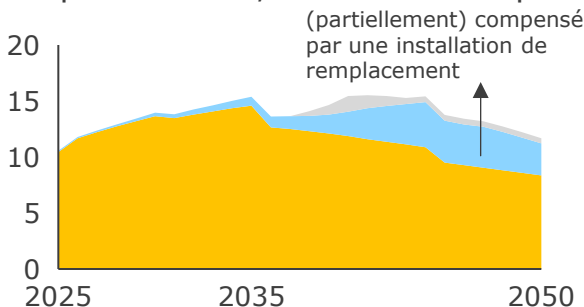
Coexistence

(Énergies renouvelables + gaz + nucléaire)

Valeur ajoutée brute nationale, en milliards de CHF / an



Emploi national, en milliers d'équivalents temps plein / an



Principales conclusions

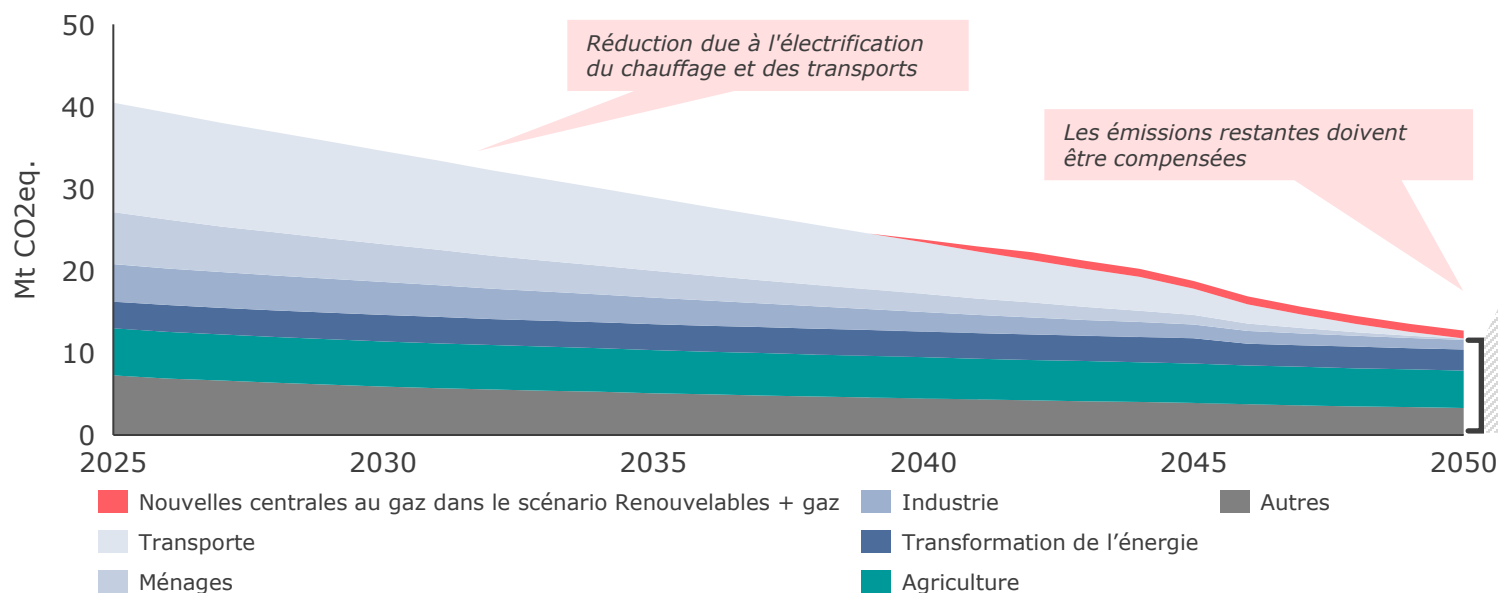
- Les deux scénarios présentent une part de valeur ajoutée brute nationale similaire, soit 64 % pour « Énergies renouvelables + gaz » et 63 % pour « Coexistence »
 - Dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz», le ralentissement du rythme de développement à partir de 2035 entraîne une baisse de la valeur ajoutée brute nationale. Les installations de remplacement des centrales existantes, qui ne sont pas prises en compte ici, devraient atténuer cette baisse.
 - Dans le scénario « Coexistence », le ralentissement de la croissance entraîne même un effondrement de la valeur ajoutée brute nationale. Les dépenses liées à l'exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes devraient quelque peu compenser ce recul
- L'emploi se maintient également à un niveau similaire dans les deux scénarios, avec environ 15 000 emplois à temps plein par an
 - Dans le scénario «Énergies renouvelables + gaz», l'emploi évolue progressivement; dans le scénario «Coexistence», en revanche, un cycle de «boom and bust» menace, qu'il conviendrait d'éviter par des adaptations réglementaires judicieuses.
 - La construction de nouvelles centrales nucléaires entraîne une forte hausse de l'emploi et nécessite une gestion adaptée ; l'exploitation à long terme est essentielle pour garantir durablement les compétences techniques et opérationnelles.



Les centrales à gaz augmentent les émissions de gaz à effet de serre, mais peuvent améliorer la sécurité d'approvisionnement et contribuer ainsi à l'électrification et à la décarbonisation

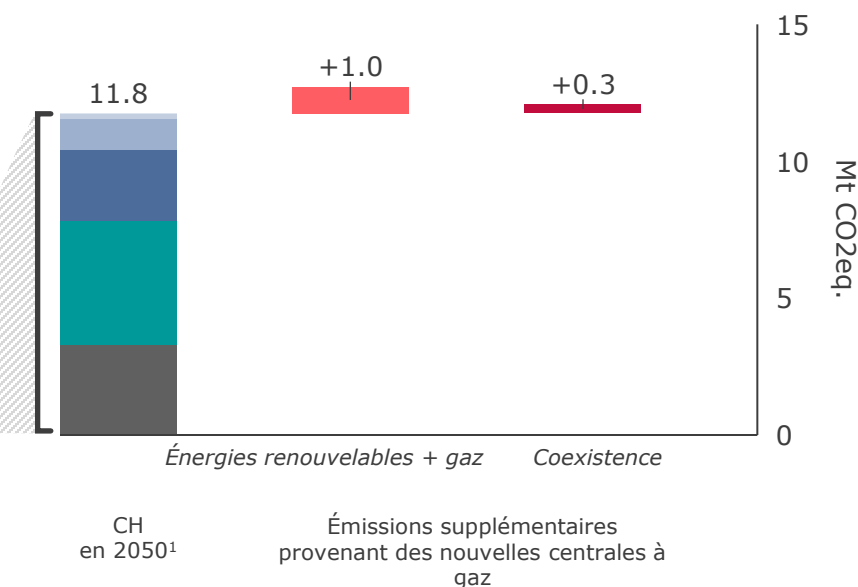
Émissions de gaz à effet de serre de la Suisse d'ici 2050, y compris les nouvelles centrales à gaz

Évolution selon les Perspectives énergétiques 2050+¹ et le scénario « Énergies renouvelables + gaz »



Émissions en 2050

Suisse selon la Perspective énergétique 2050+¹



L'électrification du chauffage et des transports favorise la baisse des émissions totales

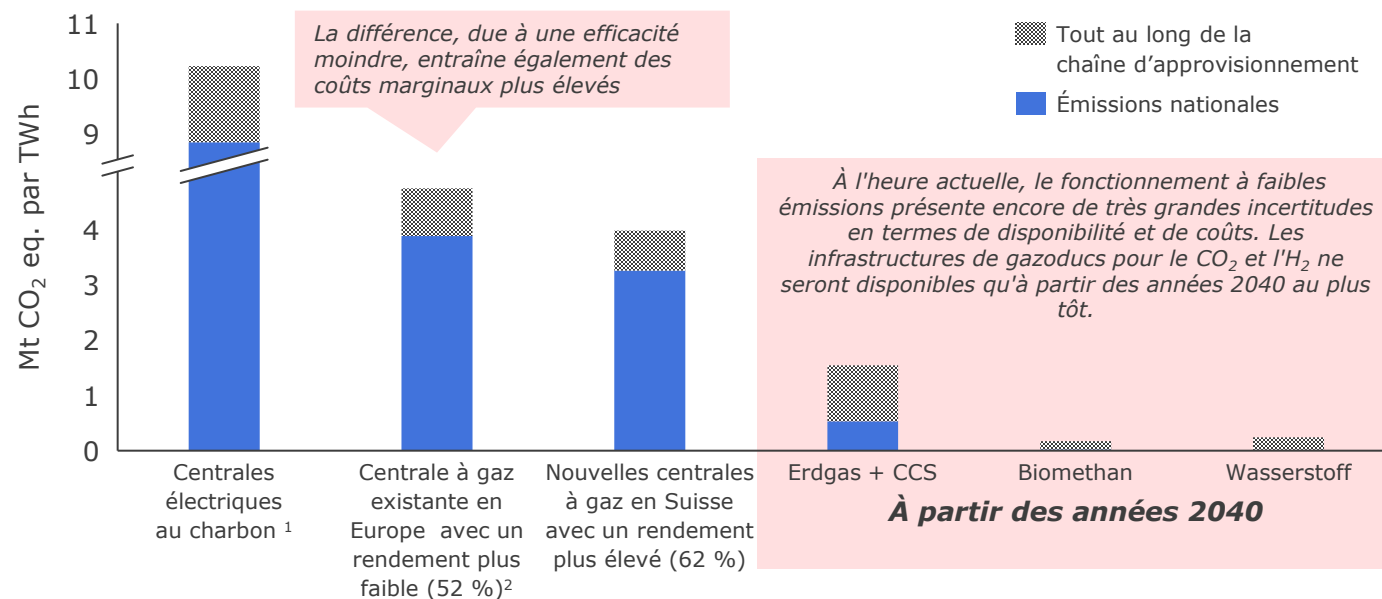
Selon les Perspectives énergétiques 2050+, les émissions de gaz à effet de serre de la Suisse diminueront considérablement d'ici 2050. Pour atteindre l'objectif de zéro émission nette, les émissions résiduelles restantes en 2050 devront être compensées par des technologies à émissions négatives, tant en Suisse qu'à l'étranger. Le principal moteur de cette évolution est l'électrification des secteurs qui génèrent aujourd'hui des émissions élevées. Si l'électricité est produite à partir de centrales à gaz, cela génère certes des émissions supplémentaires lors de la production d'électricité, mais celles-ci sont inférieures aux émissions des combustibles fossiles directement remplacés. Cet effet est particulièrement efficace dans le cas des pompes à chaleur et de la mobilité électrique, car leur rendement élevé réduit encore davantage les besoins énergétiques spécifiques. Cela permet de réduire les émissions totales à l'échelle du système, même si des émissions sont générées dans le secteur de l'électricité. Si l'électrification est couverte par une électricité encore moins émettrice, issue par exemple de l'éolien ou du solaire, la réduction obtenue est encore plus importante. Dans les deux scénarios, l'influence des centrales à gaz sur les émissions totales de gaz à effet de serre en Suisse est limitée.

1) Évolution selon le scénario ZERO des Perspectives énergétiques 2050+, OFEN, en millions de tonnes d'équivalent CO2. La répartition des émissions totales par secteur a été adaptée pour simplifier la présentation. La contribution des nouvelles centrales à gaz aux émissions suisses pourrait être légèrement surestimée, car les émissions des centrales à combustibles fossiles (~1 TWh en 2050) sont probablement déjà prises en compte dans la catégorie « conversion d'énergie » des scénarios de l'OFEN.



Les nouvelles centrales à gaz en Suisse sont plus efficaces que les centrales existantes. Des solutions pour un fonctionnement à faibles émissions sont possibles d'ici 2050, mais la disponibilité et les coûts restent très incertains

Émissions de gaz à effet de serre des différentes technologies



Hypothèses méthodologiques : comparaison des émissions de différentes technologies

Les émissions sont comparées sur la base d'analyses du cycle de vie de différentes technologies de production d'électricité, y compris les émissions nationales et celles tout au long de la chaîne d'approvisionnement. Pour les nouvelles centrales à gaz, on suppose un rendement électrique de 62 %. À titre de comparaison, une centrale existante avec un rendement d'environ 52 % est présentée², ce qui entraîne des émissions par TWh proportionnellement plus élevées. À l'horizon 2050, de nouvelles réductions d'émissions seront possibles grâce à l'utilisation du CSC ainsi que de combustibles alternatifs tels que le biométhane ou l'hydrogène. Leur disponibilité et leurs coûts sont toutefois entachés d'une grande incertitude.

Principales conclusions

- En raison de leur rendement plus faible, les anciennes centrales à gaz présentent des émissions de gaz à effet de serre plus élevées (et des coûts marginaux plus élevés³) que les centrales à gaz plus récentes et plus efficaces.
- Grâce à leurs coûts marginaux plus bas, les nouvelles centrales à gaz suisses remplaceraient principalement les anciennes installations fossiles inefficaces sur le marché européen de l'électricité. Les émissions totales n'augmenteraient donc pas et pourraient même diminuer.
- Les énergies renouvelables telles que l'éolien et le solaire, ainsi que les centrales nucléaires, ne sont pas concernées, car leurs faibles coûts marginaux leur permettent de toute façon de devancer les centrales à gaz.
- D'ici 2050, des solutions pour un fonctionnement à faibles émissions sont potentiellement envisageables, mais elles sont associées à de grandes incertitudes :
 - les centrales à gaz peuvent être équipées de systèmes de CSC, ce qui réduit les émissions totales d'environ 60 %.
 - Le biométhane provenant de Suisse ou de l'étranger et l'hydrogène issu de l'électrolyse à partir d'électricité renouvelable peuvent être utilisés comme combustibles à faibles émissions

Les détails des scénarios peuvent être consultés dans Axpo Power Switcher

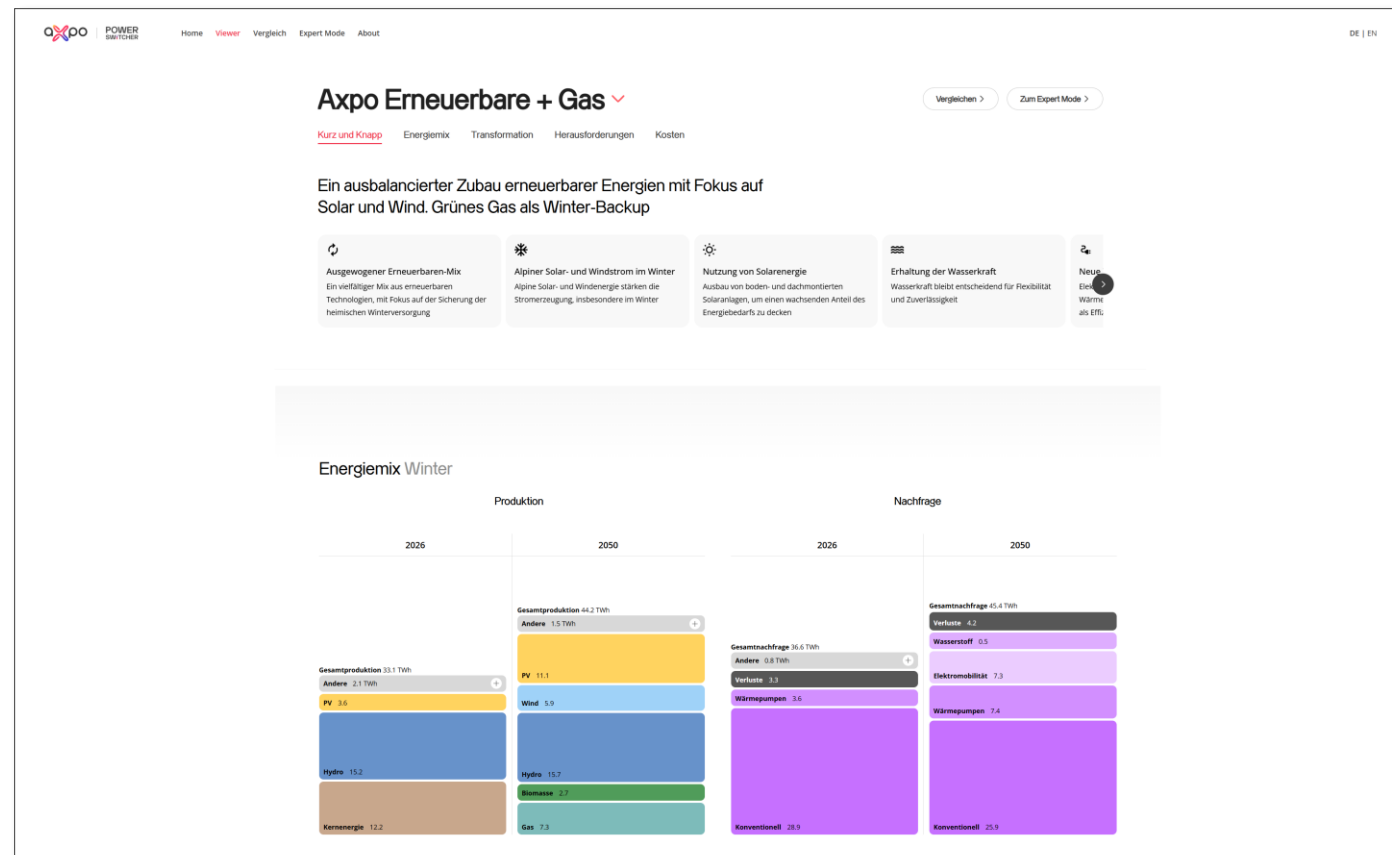
Scénarios dans l'Axpo Power Switcher

- Power Switcher présente les scénarios «Énergies renouvelables + gaz» et «Coexistence»
- On peut y explorer et comparer le mix électrique, et les coûts sont également évalués

Différences entre les Axpo Energy Reports et le Power Switcher

- Dans les Energy Reports, nous travaillons avec la plus grande précision possible ; le Power Switcher, en revanche, est conçu pour être rapide et interactif – nous avons donc dû y apporter quelques simplifications ; exemples :
- Utilisation des centrales à gaz : la production d'électricité issue des centrales à gaz diffère, car nous avons pu calculer des modèles détaillés dans les Energy Reports ; dans le Power Switcher, nous ne pouvons pas calculer le couplage des marchés pour des raisons de capacité de calcul, les centrales à gaz fonctionnent avant les importations
- Prix de l'électricité : dans le Power Switcher, les prix sont définis par l'utilisateur, ce qui peut entraîner des différences dans les recettes des installations
- Coûts du système : les analyses peuvent varier ; par exemple, les coûts du système dans le Power Switcher se rapportent à l'ensemble du système, y compris le parc existant, tandis que dans les Energy Reports, ce sont les coûts liés à l'extension des capacités éoliennes, photovoltaïques, nucléaires et gazières qui sont analysés

www.powerswitcher.axpo.com

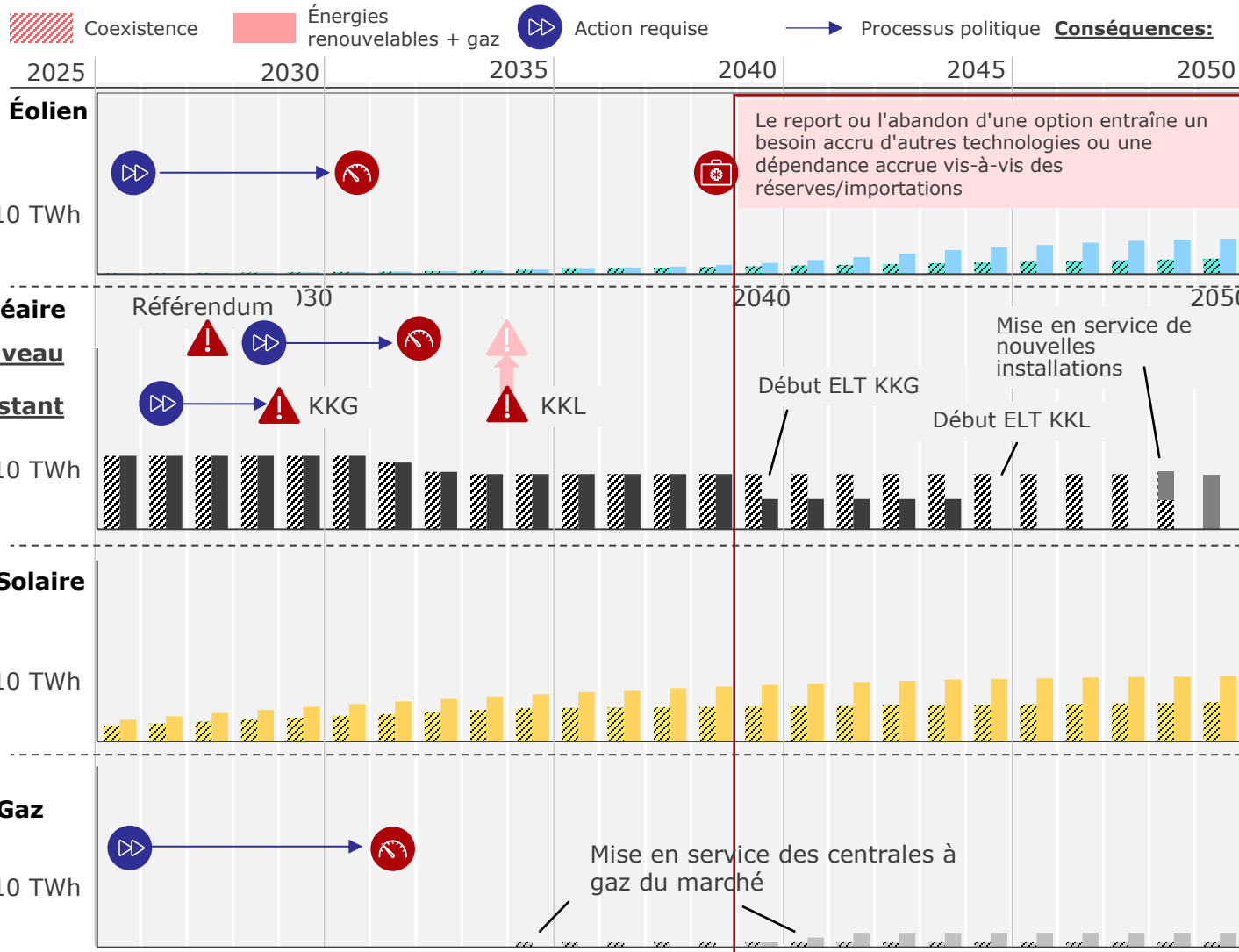




04 Recommandation d'action

Dans les deux scénarios, il est nécessaire d'agir rapidement pour réaliser les extensions nécessaires. L'augmentation des importations et les centrales de réserve ad hoc constituent le dernier recours en cas d'inaction

Production d'électricité pendant la saison hivernale, TWh



- Mise en œuvre cantonale de l'arrêté d'accélération et désignation de zones d'aptitude supplémentaires. Suppression de l'obligation d'obtenir l'accord de la commune dans le PGV. Renforcement de la planification à l'échelle nationale.
- Une mise en œuvre retardée des mesures entraîne un démarrage tardif de l'énergie éolienne, car un rythme de construction déjà élevé est pris en compte ici.
- Si l'interdiction de construire de nouvelles centrales est levée, lancer immédiatement le processus politique pour le paquet-cadre, sinon la mise en service avant 2050 n'est pas réaliste.
- La décision de prolonger la durée de vie des installations existantes doit être prise dix ans à l'avance. Il faut donc mettre en place le cadre pour la centrale nucléaire de Gösgen d'ici 2029 et pour celle de Leibstadt d'ici 2034 au plus tard. Sinon, cette option n'est plus envisageable.
- Une prolongation de la durée de vie est nécessaire si l'on veut garantir la continuité du savoir-faire pour les nouvelles constructions.
- Le cadre réglementaire actuel entraîne une forte expansion des installations sur les toits. Il est nécessaire d'affiner les instruments actuels en mettant l'accent sur l'électricité hivernale pour atteindre l'expansion souhaitée.
- Même si l'expansion devait être considérablement réduite, elle pourrait être relancée ultérieurement, au prix d'inefficacités telles que le cycle « boom-and-bust » de l'industrie.
- Centrales à gaz sur le marché à partir de 2035/2040 dans les scénarios. La mise en œuvre du cadre prend près de 10 ans et doit donc commencer immédiatement/en 2030, sinon la mise en service sera retardée.
- Les centrales de réserve n'ont pu être construites en un délai plus court que dans le cadre d'une loi d'urgence (l'acquisition en cours de nouvelles centrales de réserve se fait sans loi d'urgence). Les centrales de réserve ont des besoins en subventions plus élevés que les centrales au gaz du marché.

Énergie éolienne : il est recommandé d'accélérer le développement de l'énergie éolienne, car celle-ci est particulièrement rentable pour l'approvisionnement en électricité en hiver. La mise en œuvre du décret d'accélération est notamment nécessaire

RÔLE DE LA TECHNOLOGIE ET PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

- **L'énergie éolienne est précieuse pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse** : les éoliennes produisent plus des deux tiers de leur électricité pendant la saison hivernale, elles sont peu polluantes et leurs besoins en subventions sont relativement faibles. Il faudrait environ 1 100 éoliennes pour produire 10 TWh
- **Il existe un important potentiel inexploité** : malgré des vitesses de vent modérées, de nombreux sites en Suisse présentent des conditions suffisantes ; théoriquement, jusqu'à 30 TWh par an.
- **L'arrêté d'accélération et les zones d'aptitude raccourcissent la durée de la procédure d'autorisation** : la procédure d'approbation des plans, combinée à l'obligation pour les cantons de désigner des zones d'aptitude, permet de réduire la durée de la procédure d'autorisation, qui passe d'environ 15 ans à environ 5 ans (selon les dispositions cantonales).
- **L'acceptation locale reste le principal défi** : de nombreux projets actuels sont soit ralentis, soit bloqués, soit doivent être redimensionnés en raison de votations communales et d'oppositions émanant de particuliers et d'associations.

Indépendamment
du scénario



RECOMMANDATIONS CONCRÈTES

- **Décret d'accélération** : le décret d'accélération doit être mis en œuvre de manière cohérente au niveau cantonal. À cet égard, les cantons devraient associer les communes, mais renoncer à un accord formel dans le cadre de la procédure d'approbation des plans.
- **Zones propices** : des zones propices présentant un potentiel théorique d'environ 7 TWh par an ont déjà été désignées. Le rendement réel et la réalisation dans ces zones restent toutefois incertains. Les cantons doivent désigner d'autres zones propices.
- **Renforcement de la planification dans une perspective nationale** : renforcement du caractère contraignant des directives fédérales (Concept Éolien), suivi à l'échelle nationale de leur mise en œuvre (zones propices, concrétisation des projets, autorisations), renforcement de la coordination entre la Confédération, les cantons, les promoteurs et les autres parties prenantes concernant les zones propices et les projets concrets.
- **Mesures supplémentaires** : si les objectifs de développement fixés par la Confédération ne devaient pas être atteints malgré une planification et une coordination renforcées à l'échelle nationale, d'autres mesures devraient être envisagées, telles que la création d'un plan sectoriel national « Énergie éolienne ».

Énergie nucléaire : Les centrales nucléaires existantes ont besoin d'un cadre permettant de garantir une prolongation de leur durée de vie. Pour les nouvelles centrales, l'État devrait assumer l'ensemble des risques

RÔLE DE LA TECHNOLOGIE ET PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

Indépendamment du scénario

- **La prolongation de l'exploitation des centrales nucléaires existantes est l'option la plus avantageuse pour disposer de grandes quantités d'énergie en hiver** et donnerait du temps à la Suisse si le développement des autres technologies prenait du retard.
- La décision de prolonger la durée de vie doit être prise dix ans avant le début du démantèlement.¹

Coexistence

- **De nouvelles centrales nucléaires diversifieraient le mix énergétique, comme c'est le cas aujourd'hui.** Elles offrent une option supplémentaire. Cela est particulièrement pertinent si le développement d'autres installations, telles que les éoliennes ou les centrales à gaz, continue de s'avérer difficile.
- **Les centrales nucléaires existantes devraient rester en service jusqu'à la mise en service des nouvelles installations,** afin de garantir la continuité du savoir-faire et de disposer d'une quantité suffisante d'électricité en hiver.
- **Une prise en charge complète des risques politiques, réglementaires et financiers par l'État est nécessaire.** Sans cette prise en charge des risques (y compris le soutien financier), les risques financiers liés aux nouvelles centrales nucléaires ne sont pas supportables pour les entreprises.



RECOMMANDATIONS CONCRÈTES

- **Mise en œuvre rapide de mesures réglementaires appropriées** pour réduire les risques politiques, réglementaires et financiers des installations existantes. Le transfert des installations existantes vers une « Regulated Asset Base » (RAB) pourrait ainsi s'avérer judicieux.²
- **Lever l'interdiction de construction de nouvelles centrales nucléaires**
- **Faire avancer le développement du projet sans délai :** le développement du projet devrait démarrer après le référendum afin de permettre la maturation des décisions³ ; mise en service d'ici 2050 peu probable sinon. Des coûts d'environ 100 millions de CHF devraient être pris en charge par l'État, indépendamment de la réalisation finale d'une nouvelle centrale.
- **Mettre en place un cadre juridique et réglementaire pour la construction et l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires :** adaptation des procédures d'autorisation, introduction d'instruments de soutien, participations de l'État (partenariats public-privé) pour la prise en charge des risques politiques, réglementaires et financiers ; les entreprises agissant essentiellement en tant qu'exploitants
- **Évaluer la construction selon « l'état de la technique de modernisation »**

Énergie solaire : les installations photovoltaïques sur toiture sont acceptées et mises en place ; l'intégration au réseau et les effets de redistribution doivent être traités dans les meilleurs délais. Favoriser le photovoltaïque au sol comme alternative économique.

RÔLE DE LA TECHNOLOGIE ET PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

- **Le photovoltaïque devient un pilier de l'approvisionnement en électricité de la Suisse.** Le photovoltaïque sur toiture est aujourd'hui la seule technologie qui connaît un développement significatif en Suisse.
- **Les répercussions du photovoltaïque sur les toits sur l'extension nécessaire du réseau de distribution peuvent être prises en compte.** Cela nécessite des mesures d'intégration telles que la limitation ciblée de l'injection et la gestion de la demande (p. ex. recharge des véhicules électriques). Sur le plan technique, les systèmes de stockage domestiques sont également utiles, mais ils ne sont pas rentables d'un point de vue systémique.
- **Le photovoltaïque sur toiture avec autoconsommation entraîne actuellement des effets de redistribution,** car ces clients finaux réduisent leur participation aux coûts du réseau et à la surtaxe réseau. Le déficit qui en résulte doit être supporté par les autres clients finaux via des redevances réseau plus élevées.
- **Les installations au sol constituent une alternative plus économique,** mais elles sont source de conflits d'utilisation, notamment avec l'agriculture. Le photovoltaïque alpin est relativement coûteux en raison de la complexité de sa construction.



RECOMMANDATIONS CONCRÈTES

- Ajuster avec précision **les subventions photovoltaïques** pour l'extension souhaitée.
- **Mettre en œuvre des mesures d'intégration avant l'extension du réseau** : si l'expansion du photovoltaïque se poursuit, il convient d'examiner des mesures d'intégration telles que la limitation de l'injection à 50 % ou davantage selon la situation, afin d'éviter une extension du réseau non rentable.
- Une répartition **L'ensemble des subventions en faveur du photovoltaïque – directes et implicites – devrait être présenté de manière transparente** et pris en compte dans le calcul de l'efficacité des subventions. Cela permettrait d'établir une comparabilité avec d'autres technologies et entre les différents types d'installations.
- n des coûts de réseau selon le principe du pollueur-payeur (et la mise en place d'incitations favorisant un comportement favorable au réseau) nécessiterait une **adaptation de la structure tarifaire actuelle du réseau**. On pourrait par exemple recourir davantage à des « tarifs de puissance », qui inciteraient en outre à réduire les pics de consommation.
- Il convient de désigner **des zones propices aux installations au sol** et d'intégrer dans le plan d'affectation des emplacements pour les zones déjà occupées.
- Mettre en œuvre **le décret d'accélération** afin de raccourcir la durée des procédures pour les installations photovoltaïques au sol dans les zones appropriées.

Indépendam
ment du
scénario

Énergies
renouvelabl
es + gaz

Gaz : les centrales à gaz actives sur le marché devraient être autorisées afin de garantir l'approvisionnement en électricité de la Suisse, mais elles émettent du CO₂ . Les extensions nécessaires dépendent de la situation.

RÔLE DE LA TECHNOLOGIE ET PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

- **Les centrales à gaz actives sur le marché contribuent à garantir l'approvisionnement en électricité de la Suisse.** Elles fournissent de l'électricité notamment lorsque l'électricité issue des énergies renouvelables est rare en Suisse et à l'étranger, mais elles sont de facto exclues par la réglementation actuelle.
- **Le nombre nécessaire de centrales à gaz dépend** de la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes, du rythme de développement des autres technologies, ainsi que de l'évolution de la demande en électricité. Plus le développement des autres technologies est tardif, par exemple, plus la capacité des centrales à gaz requise est importante.
- **Sans centrales à gaz, il ne resterait plus que des centrales de réserve ponctuelles et une augmentation des importations** en cas d'événements imprévus. Les centrales de réserve nécessitent des subventions nettement plus élevées, car elles ne génèrent aucun revenu sur le marché.
- **Les centrales à gaz génèrent des émissions**, car elles devraient fonctionner au gaz naturel, au moins à moyen terme. À l'heure actuelle, un fonctionnement à faibles émissions soulève de nombreuses interrogations quant à la disponibilité et aux coûts.

Indépendamment
du scénario



RECOMMANDATIONS CONCRÈTES

- **Il est nécessaire d'agir rapidement** pour permettre la mise en place de centrales à gaz d'ici 2035. Il faut créer dès maintenant une base légale/réglementaire et décider début 2030 si des appels d'offres doivent être lancés pour des centrales à gaz.
- **Un instrument de soutien devrait être mis en place**, par exemple via un appel d'offres pour des capacités hivernales supplémentaires, ouvert également aux centrales à gaz.
- **La double imposition liée à la taxe sur le CO₂ devrait être supprimée.** Les centrales à gaz suisses ne peuvent être compétitives au niveau international que si la charge fiscale est comparable. En cas de participation au SCEQE, la taxe sur le CO₂ devrait être intégralement remboursée.
- **Les prescriptions cantonales relatives à la récupération de la chaleur résiduelle doivent être adaptées.** Actuellement, même les centrales à gaz modernes et à haut rendement ne peuvent pas les respecter de manière raisonnable. En principe, le cycle de vapeur en aval devrait être considéré comme une récupération de chaleur suffisante.
- **Le combustible doit être disponible dans les situations critiques.** Pour cela, il faut soit des stockages de gaz nationaux, soit un accès garanti aux stockages de gaz étrangers même en temps de crise, soit des installations proposant des solutions bi-combustibles ainsi qu'un accès à des parcs de stockage pour les combustibles liquides.

Orienter systématiquement les instruments de soutien vers l'électricité produite en hiver

Statu quo

- Les instruments de soutien spécifiques à une technologie ou à une installation créent une mosaïque disparate ; le financement est alors distribué à la pelle plutôt que d'être alloué en fonction de la contribution respective à l'électricité hivernale.
- Définir les subventions sur la base des calculs de rentabilité de la Confédération plutôt que de ceux des promoteurs : seules les grandes installations photovoltaïques font l'objet d'enchères
- Il existe des plafonds de subvention pour les grandes installations qui ne sont pas appropriés (par exemple, un plafond trop bas pour les grandes installations photovoltaïques et des contributions maximales absolues pour les installations de biomasse)

Besoin fondamental d'adaptation

- Fixation des subventions indépendamment de la technologie, sur la base de la contribution à l'électricité hivernale. Comparaison transparente entre les différentes tailles d'installations et prise en compte des subventions implicites (telles que la contribution réduite aux coûts de réseau en cas d'autoconsommation).
- Prolonger en temps utile les instruments de subvention qui expirent en 2035 ; ils resteront nécessaires au-delà de cette date

Enchères pour l'électricité hivernale

- Les enchères pour l'électricité hivernale permettent une répartition optimale des subventions. La neutralité technologique élargit l'éventail des offres et renforce encore l'efficacité des subventions
- Outre les primes de marché variables, des contributions à l'investissement, calculées sur la base de la production hivernale potentielle, peuvent également être mises aux enchères pour les installations flexibles, par exemple les centrales à gaz.
- Le financement des enchères pourrait être assuré par le fonds de surtaxe de réseau. Une « surtaxe sur l'électricité hivernale » supplémentaire serait également envisageable ; elle réduirait d'autant le montant nécessaire de la surtaxe de réseau.
- L'adjudication lors de la vente aux enchères pourrait s'accompagner d'une simplification des procédures d'autorisation, notamment en invoquant l'intérêt national qui prime en principe, ainsi que d'une accélération des procédures, ce qui pourrait augmenter le nombre de projets.

Gestion des petites installations

- Les petites installations peuvent continuer à être soutenues par des rétributions forfaitaires uniques, et donc en dehors des enchères.
- Le montant de la subvention devrait être calculé en fonction de la contribution à l'électricité hivernale (par exemple, CHF par potentiel d'électricité hivernale). Il pourrait également s'aligner sur le résultat des enchères pour l'électricité hivernale.
- Les petites installations devraient elles aussi s'aligner sur les signaux de prix du marché et ne pas être incitées à injecter de l'électricité lorsque les prix sont négatifs.
- Les aides implicites restantes devraient être présentées de manière transparente et prises en compte en conséquence.

