



Séances d'information à l'intention des gestionnaires de réseau 2021



Une fois que tous les participants auront été admis, nous commencerons la manifestation. Vous devriez en ce moment entendre une musique de fond. Si ce n'est pas le cas, veuillez essayer de vous reconnecter et de suivre à nouveau les instructions de l'invitation.



Programme

8h45	« Entrée » sur BigBlueButton
9h00	Accueil et introduction
9h05	1 ^{re} partie (Nouveau système de livraison de données de l'EICom : EDES)
9h30	2 ^e partie (thèmes d'actualité : coûts et tarifs)
10h15	<i>Pause</i>
10h30	Actualités juridiques : regroupements, systèmes de mesure, consommation propre, renforcements de réseau, etc.
11h30	Nouveautés de l'OFEN
Vers 12h15	<i>Fin de la réunion en ligne</i>



Nouveau système de livraison de données EDES et nouveau site concernant les prix de l'électricité

- Nouveau système de livraison de données de l'ElCom – EDES :
 - BD de l'ElCom : situation actuelle et système existant
 - Objectifs du nouveau système de remise des données EDES
 - Situation visée : « BD de l'ElCom »
 - Avancement des travaux et planification
- Nouveau site Internet concernant les prix de l'électricité www.prix-electricite.elcom.admin.ch :
 - Nouveau site Internet concernant les prix de l'électricité : contenu
 - Aperçu du site

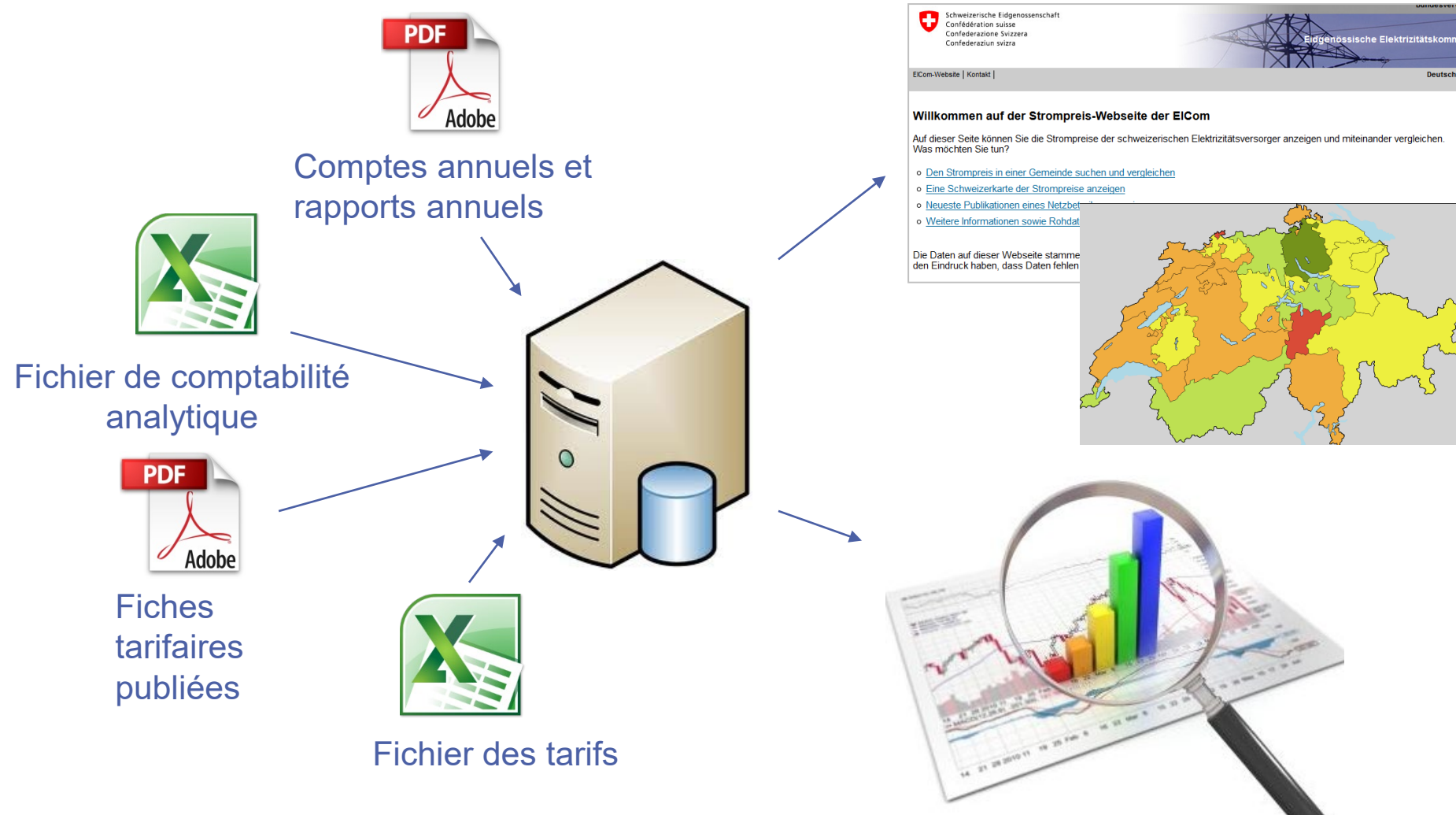


BD de l'ElCom : situation actuelle

- Base réglementaire : surveillance des tarifs et obligation pour les gestionnaires de réseau de présenter leur comptabilité analytique et leurs comptes annuels conformément à l'art. 7, al. 7 OApEI et à l'art. 10 OApEI
- Composantes du projet :
 - Portail des gestionnaires de réseau : une plateforme permettant de télécharger les fichiers de comptabilité analytique, les comptes annuels, les tarifs et les indicateurs de qualité concernant la sécurité de l'approvisionnement
 - Portail de l'ElCom et base de données : portail interne de l'ElCom et base de données contenant les données de la comptabilité analytique, des comptes annuels et des tarifs comme source pour les tests et les évaluations
 - Site Internet concernant les prix de l'électricité : site Web de comparaison des prix de l'électricité des tarifs en Suisse



Système de livraison de données existant





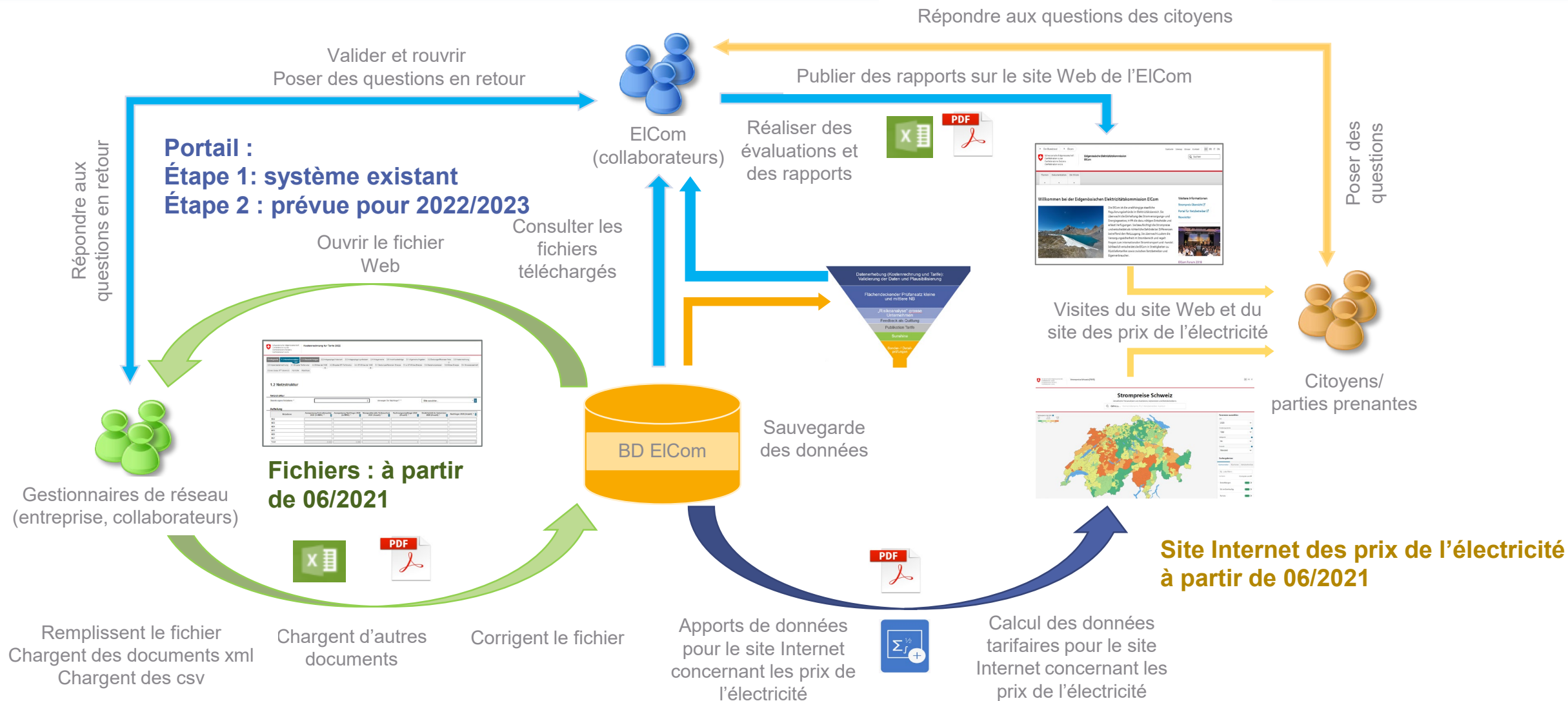
Objectifs du nouveau système de collecte EDES

L'**outil des fichiers en ligne** permet à l'ElCom de réaliser des collectes de données en ligne efficaces et intuitives et permet aussi aux gestionnaires de réseau de saisir et de soumettre rapidement et de manière sécurisée les fichiers de relevé des données.

Avec le site www.prix-electricite.elcom.admin.ch, l'ElCom améliore la transparence pour les parties intéressées en offrant un accès simple aux tarifs de l'électricité et à d'autres données des gestionnaires de réseau de distribution. Ce site Internet d'utilisation intuitive permet d'analyser rapidement des informations pertinentes qui peuvent également être acquises sous forme d'ensemble de données pour procéder à ses propres analyses.



Situation visée : « BD de l'ECom »





Nouveau site Internet concernant les prix de l'électricité – www.prix-electricite.elcom.admin.ch

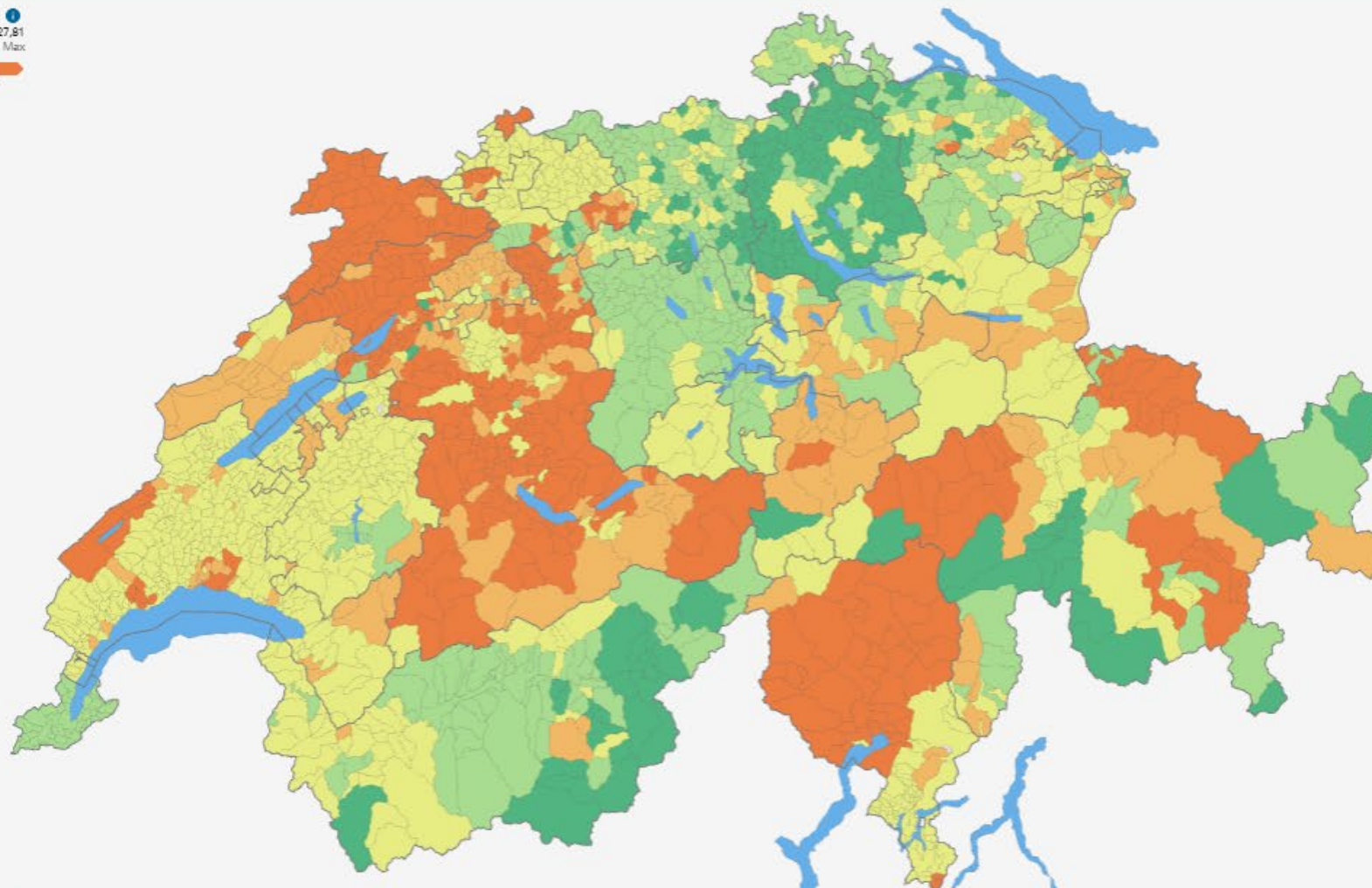
- Publication des données via le projet LINDAS des Archives fédérales suisses en collaboration avec l'EPFZ, les universités et les cantons
- Nouvelles possibilités de visualisation et nouveau design
- Conçu pour une utilisation sur tablettes et téléphones mobiles
- Abandon de la représentation par cantons
- Possibilités de recherche élargies avec plusieurs critères



Prix de l'électricité en Suisse

Voir l'analyse détaillée des prix par cantons, communes et gestionnaires de réseau.

Q Aller à... Nom de la commune, code postal, gestionnaire de réseau, ca...



Sélectionner les paramètres

Année

2021

Composantes du prix ⓘ

Total

Catégorie ⓘ

H4

Produit ⓘ

Standard

résultats de la recherche

Communes

Cantons

Gestionnaires de r

Q Filtrer

Trier

croissant

Zwischbergen

8,59 >

Rongellen

9,51 >

Ferrera

9,51 >

Donat

10,01 >



Nouveau site Internet concernant les prix de l'électricité – www.strompreis.elcom.admin.ch/fr

Composantes du prix

Grouper les gestionnaires

Montrer tous les gestionnaires

Categorie: **H4**, Produit: **Standard**

Total

20,3 ct./kWh 2021, SEDRE SA, Bagnes

26,24 ct./kWh 2021, BKW Energie AG, Haute-Sorne

Utilisation du réseau

9,67 ct./kWh 2021, SEDRE SA, Bagnes

12,35 ct./kWh 2021, BKW Energie AG, Haute-Sorne

Énergie

8,11 ct./kWh 2021, SEDRE SA, Bagnes

10,09 ct./kWh 2021, BKW Energie AG, Haute-Sorne

Taxes à la collectivité publique

0,22 ct./kWh 2021, SEDRE SA, Bagnes

1,5 ct./kWh 2021, BKW Energie AG, Haute-Sorne

Supplément de réseau

2,3 ct./kWh 2021, SEDRE SA, Bagnes

2,3 ct./kWh 2021, BKW Energie AG, Haute-Sorne



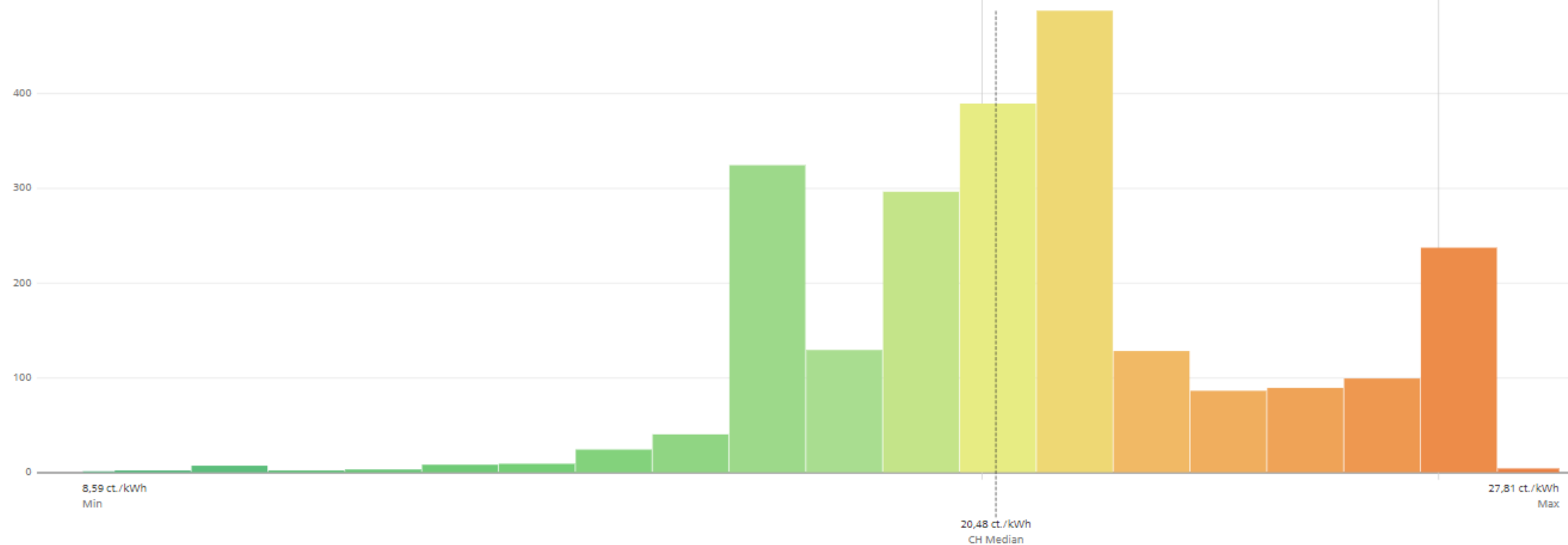
Distribution des prix en Suisse

Total	Utilisation du réseau	Énergie	Taxes à la collectivité publique	Supplément de réseau
-------	-----------------------	---------	----------------------------------	----------------------

Année: 2021, Catégorie: H4, Produit: Standard, Composantes du prix: Total

20,3 ct./kWh Bagnes, SEDRE SA

26,24 ct./kWh Haute-Sorne, BKW Energie AG



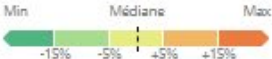
Comparaison des cantons

Total	Utilisation du réseau	Énergie	Taxes à la collectivité publique	Supplément de réseau
-------	-----------------------	---------	----------------------------------	----------------------

Trier selon

médiane, croissant

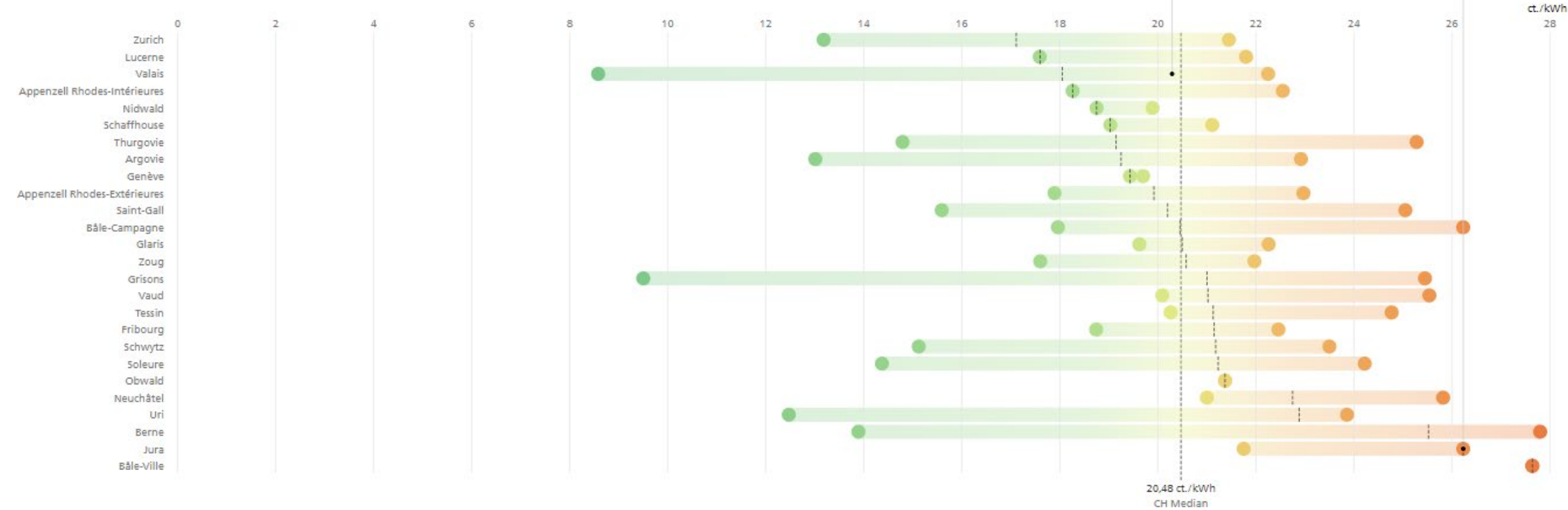
▼



Année: 2021, Catégorie: H4, Produit: Standard, Composantes du prix: Total

20,3 ct./kWh Bagnes, SEDRE SA

26,24 ct./kWh Haute-Sorne, BKW Energie AG





EDES : étapes suivantes

- Fichiers :
 - Validation de la production en juin, tests finaux en mai
 - Début de la période de collecte des données 2021 pour les gestionnaires de réseau : à partir de juin 2021
- Juin : tests finaux et validation du nouveau site Internet concernant les prix de l'électricité
- Octobre à décembre : migration des données et mise en place des procédures d'évaluation
- Octobre/novembre : début de la collecte des données sur le taux de changement dans la clientèle 2022 et sur la qualité de l'approvisionnement au moyen des fichiers en ligne
- À définir (début prévu en 2022) : réalisation du nouveau portail



Thèmes d'actualité : coûts et tarifs

- Découverts de couverture
- Actualités découlant de décisions récentes : immobilisations réglementaires – évaluation, « activations » et amortissements
- Facturation interne et ventilation
- Déploiement des systèmes de mesure intelligents – activation et coûts d'exploitation



Découverts de couverture : rappel

Bases légales:

- Art. 19, al. 2, OApEI : seuls les gains injustifiés (excédents de couverture) sont mentionnés.
- Directive 2/2019 Différences de couverture du réseau et de l'énergie : mention de découverts de couverture pouvant également être compensés.

Principes :

- Les tarifs du réseau et les tarifs de l'énergie pour l'approvisionnement de base sont déterminés sur la base des coûts (*Cost plus*) en tenant compte du principe d'efficacité (tarifs équitables).
- Le calcul rétroactif des différences de couverture compare les redevances payées par les consommateurs finaux pour l'utilisation du réseau ou pour la fourniture d'énergie avec les coûts effectifs encourus au cours d'un exercice comptable (année civile ou année hydrologique).
- Les différences obtenues (excédents ou découverts de couverture) doivent être compensées sur **trois périodes de calcul des tarifs consécutives**, les écarts devant être approuvés par écrit par le ST ElCom.



- Sont considérés comme des découverts de couverture (cf. directive 2/2019) :
 - a) Les écarts entre les quantités de vente prévisionnelles insuffisantes et les quantités effectives,
 - b) Les écarts entre les coûts prévisionnels insuffisants et les coûts réels,
 - c) Les écarts constatés lors d'un contrôle réalisé par l'ElCom.
- Ne correspondent pas à des découverts de couverture (cf. Newsletter 7/2019 de l'ElCom) :
 - Les découverts « virtuels »
 - Les découverts servant à constituer des réserves
 - Les découverts servant à des fins de rendement



Constats :

- Le solde des découverts de couverture est en forte augmentation depuis 2013 et le principe de compensation de 1/3 par année n'est pas toujours respecté.
 - Problèmes posés par la prise en compte reportée des découverts de couverture :
 - Augmentation cachée des tarifs et constitution de « réserves » virtuelles
 - Intérêts à percevoir injustifiés
 - Probabilité plus grande que des consommateurs finaux supportent des coûts qu'ils n'ont pas occasionnés (déménagement, installation dans la zone de desserte).
- ➔ Risque financier important pour les consommateurs finaux.



Découverts de couverture

L'EICom va suivre de près l'évolution de la situation.

- Le calcul des tarifs doit être fait au plus juste, la planification de découverts de couverture n'est pas autorisée. Cela signifie, pour le réseau, que la « différence entre coûts et revenus » du form. 3.5 « Report des coûts » du fichier de comptabilité analytique doit être proche de 0.—.
- Il en est de même pour l'énergie (form. 5.2 Prix de revient de l'énergie).

Différence
(résultant des positions « dont part des consommateurs finaux en approvisionnement de base selon art. 4, al. 1 OApEI » ./ « Revenus des rémunérations de l'énergie, formulaire «Revenus de l'énergie»)

Aperçu des coûts
100 Coûts de capitaux calculés des réseaux
200 Coûts d'exploitation des réseaux
300 Coûts des réseaux amont
Total intermédiaire 1
400 Coûts des SS du gestionnaire de réseau de transport
500 Coûts des systèmes de mesure, de contrôle et de réglage
600 Coûts administratifs des réseaux
700 Impôts directs
800 Taxes et prestations aux collectivités publiques ainsi que supplément de réseau selon art. 35 LEne
Total intermédiaire 2
Total
900 ./ Autres revenus
1000 Affectation des différence de couverture
Coûts nets d'utilisation du réseau
Coûts nets d'utilisation du réseau (sans position 800)
Revenus des rémunérations pour l'utilisation du réseau (RUR)
Différence coûts et revenus



- Les découverts de couverture qui ne sont pas conformes à la directive 2/2019 de l'ElCom (chapitre 2, points a) à c)), à savoir, les découverts de couverture qui ne résultent pas d'écarts de coûts, d'écarts de quantités ou d'écarts définis par l'ElCom doivent être supprimés.
- Les découverts de couverture apparus parce que les gestionnaires de réseau ne déclarent volontairement pas la totalité des coûts imputables (p. ex. en renonçant à des bénéfices ou en réduisant les bénéfices) doivent également être supprimés.
- Ces suppressions doivent être prises en compte dans le fichier de comptabilité analytique comme suit :
 - Réseau : formulaire F3.2, sous « Autres différences de couverture » (explications à fournir dans la colonne des remarques).
 - Énergie : formulaire F5.1, sous « Autres différences de couverture » (explications à fournir dans la colonne des remarques).



En conclusion :

Les différences de couverture doivent être traitées conformément à la directive 2/2019.

- Les découverts de couverture non conformes doivent être supprimés.
- Les découverts de couverture doivent être pris en compte dans les tarifs, à raison d'un tiers par année après leur survenue (réduction sur 3 ans).
- Les situations exceptionnelles qui impliquent une réduction différée ou une reconduction des découverts de couverture doivent faire l'objet d'une demande écrite et être approuvées par le ST ElCom.



Actualités découlant de décisions récentes : immobilisations réglementaires – évaluation, « activations » et amortissements

Évaluation synthétique

- Cas exceptionnel – les prix unitaires de l'AES ne sont en principe pas reconnus.
- Selon la pratique de l'ElCom, pour déterminer les prix unitaires, il faut disposer d'un échantillon suffisant d'installations comparables. On applique au prix moyen de ces installations un indice rétroactif afin d'obtenir le prix de remplacement (cf. décision 211-00008 du 18 décembre 2015).

« Activation »

- « Activation » en contexte de régulation : intégration d'une installation nécessaire à l'exploitation dans les immobilisations réglementaires.
- Au plus tard à partir de la date de mise en service technique, → date à partir de laquelle une installation est affectée à un but précis et utilisée à cet effet.
- Des coûts de construction supplémentaires survenant après la construction peuvent être activés en tenant compte de la communication de l'ElCom du 28 avril 2016 (Incidence sur les tarifs des amortissements extraordinaires).
- Les coûts de transaction ne doivent pas être activés.



Actualités découlant de décisions récentes : immobilisations réglementaires – évaluation, « activations » et amortissements

Amortissements

- Les amortissements annuels théoriques se calculent à partir des coûts d'acquisition ou de construction (éventuellement avec des valeurs synthétiques) des **installations existantes** avec un **amortissement linéaire** sur une durée d'utilisation déterminée et avec une valeur résiduelle nulle.
- Amortissements autorisés sur une base annuelle ou mensuelle
- Le premier amortissement a lieu l'année ou le mois de la mise en service.



La loi indique à ce sujet :

Art. 10, al. 1 LApEI Séparation des activités

¹ Les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent assurer l'indépendance de l'exploitation du réseau. Les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites.



L'art. 7, al. 5 OApEI aide à déterminer cette clé de répartition selon les principes suivants :

Il doit imputer les coûts directs directement au réseau et les coûts indirects selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité.

- *Il s'agit notamment des mesures suivantes :*
 - *pertinentes*
 - *vérifiables*
 - *consignées par écrit*
 - *et respecter le principe de constance.*



Définitions :

- Facturation de prestations internes = facturation réciproque de prestations entre différentes unités d'affaires de l'entreprise
- Prix de facturation = valeur attribuée à une prestation interne à l'entreprise

Délimitation :

- Ventilation des coûts indirects sous forme de répartition des coûts qui ne sont pas directement imputables à une unité d'affaires de l'entreprise

Aspects :

- Prix de facturation conforme à la régulation vs prix de facturation interne à l'entreprise
- Comptabilité financière vs comptabilité analytique régulateur



Points de contrôle concernant les prix de facturation interne

- **Prix de facturation basés sur les coûts**, soit sur des coûts imputables conformes à la LApEI
- **Coûts théoriques** qui ne sont pas déjà couverts par les intérêts et les amortissements des actifs du réseau
- **Pas de marge bénéficiaire** : le bénéfice est déjà couvert par les intérêts théoriques (WACC), conformément à la LApEI

Les mêmes règles s'appliquent aux suppléments sur les coûts indirects ou sur les coûts de matériel, etc.

Règle fondamentale : les domaines soumis à la régulation ne doivent pas être défavorisés lors de la facturation des prestations internes.



Règles relatives à la facturation interne des prestations fournies au réseau

Ne sont pas autorisés :

- Des conditions plus défavorables dans le domaine soumis à la régulation que dans les domaines soumis à la concurrence
- Des coûts non conformes à la LApEI (parts d'amortissement trop élevées, intérêts sur les fonds propres, marges bénéficiaires, etc., cf. diapositive précédente)
- Une facturation « à sens unique » : des coûts internes sont facturés au réseau, mais aucune note de crédit, etc. ne lui est attribuée (absence de contrepartie aux coûts)
- Des prestations qui ne correspondent pas à la valeur facturée (nombre excessif d'heures facturées, etc.)

Les conditions-cadre suivantes s'appliquent :

- Assurer une pratique constante et transparente de la facturation interne
- Élaborer une documentation vérifiable des prix de facturation



Déploiement des systèmes de mesure intelligents – activation et coûts d'exploitation

- Un gestionnaire de réseau a demandé à l'EICom si les coûts d'installation des systèmes de mesure (pose de compteurs) pouvaient à l'avenir être activés; ces derniers étaient jusqu'ici attribués aux autres coûts, soit aux coûts d'exploitation (positions 510.4 et 520.4) dans les fichiers de comptabilité analytique (cf. aussi SCCD – CH, édition 2019).
- Justification du gestionnaire de réseau : le déploiement des systèmes de mesure intelligents prescrit par la loi donnerait lieu à des coûts d'installation considérables, qui pourraient entraîner une augmentation des coûts d'exploitation et, partant, des pics de tarifs.
- Avis de l'EICom : un enregistrement des coûts d'installation à l'actif entraînerait une inégalité de traitement, les activations a posteriori étant interdites. Le système existant a jusqu'à présent fait ses preuves. En outre, afin d'éviter des pics de tarifs, les coûts peuvent être répartis sur trois ans au moyen des différences de couverture.
- L'EICom a décidé, lors de la réunion de commission du 16 mars 2021, que la pratique existante devait être maintenue.



1. Fusions de plusieurs zones de desserte (« fusions de gestionnaires de réseau »)
2. Systèmes de mesure intelligents
 - a. Utilisation de systèmes de mesure intelligents
 - b. Accès aux données de mesure
3. Modèle de pratique pour la consommation propre
4. Renforcements de réseau
 - a. Prescription
 - b. Régulation fixe des installations de production
5. Foire aux questions/rappel



Fusion de plusieurs zones de desserte

Etapes de la fusion

- **Volonté de regrouper** plusieurs zones de desserte en une seule (négociations, processus politique).
- **Désignation de la nouvelle zone de desserte** par le canton (art. 5, al. 1, LApEI).
- **Fusion ou absence de fusion des propriétaires de réseau** (PRD).
Selon le droit privé ou le droit public en fonction de la nature juridique des personnes concernées.
Absence de fusion : conclusion de contrats pour l'utilisation réseau du PRD par le gestionnaire de réseau (GRD).
- **Tarification uniforme** (art. 6, al. 3, LApEI) ...
- ... mais **délai transitoire** (volontaire) de 5 ans afin d'adapter les tarifs (art. 14, al. 4, LApEI).
- **Les redevances et prestations fournies à des collectivités publiques** (RPCP) peuvent **rester distinctes** en fonction du canton / de la commune / d'une autre collectivité publique (art. 22, al. 2, let. a et b, LApEI, cf. également communication du ST ElCom du 17 février 2011, let. B, ch. 3, p. 3 et let. D, p. 4).
- **Justification des modifications tarifaires** (art. 4b, al. 1, OApEI).
- **Adaptations de la comptabilité analytique** de l'ElCom.



Fusion de plusieurs zones de desserte

Zoom sur la désignation des zones de desserte par le canton

- En vertu de l'art. 5, al. 1, LApEI, **les cantons désignent** les zones de desserte des GRD opérant sur leur territoire. L'attribution d'une zone de desserte doit se faire **de manière transparente et non-discriminatoire** ; elle peut être liée à un **contrat de prestations** destiné au GRD.
- Par conséquent, p. ex. dans le cas d'une fusion communale ou d'un achat de réseau, une **procédure doit être menée au préalable devant les autorités cantonales en vertu du droit cantonal afin de désigner le nouveau GRD**, si tel est le souhait des GRD concernés. Il convient alors de respecter les exigences minimales de l'art. 5, al. 1, 2^e phrase, LApEI. Ce n'est qu'une fois cette procédure terminée que la fusion déploie ses effets conformément à la LApEI.

Remarques :

- Une **fusion communale ne suffit pas** encore à elle seule à entraîner la fusion des zones de desserte.
- La **propriété** du réseau de la zone de desserte **n'implique pas** nécessairement son **exploitation**.
Il arrive qu'un unique GRD désigné par le canton exploite les réseaux de plusieurs PRD différents contre rémunération, p. ex. sur la base d'un contrat de bail à ferme non agricole.



Fusion de plusieurs zones de desserte

Aspects comptables : généralités

Marche à suivre pour la transmission des fichiers de comptabilité analytique et des tarifs dans le cas d'une fusion conformément à la **situation initiale** suivante : le GRD A est désigné par le canton comme GRD de la zone de desserte de l'ancien GRD B avec effet au 1^{er} janvier 2022.

Attention !

- La valeur de reprise du réseau du GRD B doit correspondre à la valeur résiduelle régulatoire des installations de ce dernier au 31 décembre 2021. Aucun bénéfice / *goodwill* n'est autorisé.
- En ce qui concerne les différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes, il convient de se reporter à la directive 2/2019 de l'EICom du 5 mars 2019 ainsi qu'à son annexe.
- Pour des raisons de conformité au principe de causalité, il est possible de solder en une seule fois la différence de couverture avant la date de prise d'effet de la fusion des zones de desserte.



Fusion de plusieurs zones de desserte

Aspects comptables : étapes (1)

Attention : Les références des diapositives 34 et 35 se fondent sur l'hypothèse que les tarifs seront harmonisés à compter de 2022. Pour les tarifs différenciés, cf. le principe à la diapositive 36, ch. 1.

Tarifs 2022

- Le GRD B remplit un fichier de comptabilité analytique T2022 uniquement avec ses données effectives 2020, notamment les formulaires F1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2, 2.3, 2.5, 3.1, 3.2, 3.4, 3.6, 4.3, 4.4, 5.1, 5.1a, 5.4 et 5.5.
Il ne remplit pas le formulaire en ligne (auparavant : fichier Excel) relatif aux tarifs 2022, mais télécharge seulement les comptes annuels de réseau 2020 (PDF) sur le site Internet de l'EICom.
- Le GRD A remplit le fichier de comptabilité analytique T2022 de façon exhaustive, avec les données prévisionnelles pour les tarifs 2022 des deux entités (GRD A et GRD B), notamment les formulaires F1.1, 3.3, 3.5, 4.1, 4.2, 5.2, 5.3. Il communique également ses propres données effectives 2020 (cf. formulaire correspondant ci-dessus pour le GRD B).
Il transmet à l'EICom le formulaire en ligne (auparavant : fichier Excel) relatif aux tarifs 2022, ainsi que les fiches tarifaires 2022 (PDF), et télécharge ses comptes annuels de réseau 2020 sur le site Internet de l'EICom.



Fusion de plusieurs zones de desserte

Aspects comptables : étapes (2)

Tarifs 2023

- Le GRD B procède comme pour les tarifs 2022 et communique ses données réelles pour 2021. Le solde total des différences de couverture (DC) à fin 2021 (formulaire F3.2 et 5.1, titre « Aperçu », colonne 3), qui comprend le report de solde de la période précédente (colonne 1) et le montant des DC calculé au 31 décembre 2021 (total différence de couverture 2021 ; colonne 2), est ensuite intégré aux DC du GRD A (cf. ci-dessous).
- Le GRD A procède comme pour les tarifs 2022 et communique les données prévisionnelles 2023 des deux entités et ses propres données réelles 2021. Il reporte le solde de ses propres DC des années précédentes (F3.2 et F5.1, titre « Aperçu », colonne 1) et intègre à ses DC 2021 le solde total des DC du GRD B à fin 2021, en l'inscrivant au point 3 « Autres différences de couverture ». Les détails y relatifs doivent être consignés dans la colonne Remarques.



Fusion de plusieurs zones de desserte

Aspects comptables : trois règles essentielles

Trois règles essentielles en bref

1. Le GRD B remplit le formulaire de comptabilité analytique et soumet les comptes annuels jusqu'à ce que les différences de couverture soient totalement compensées ou tant qu'il facture l'électricité sur la base de ses propres tarifs (c'est-à-dire tant qu'il existe des tarifs différenciés pour les zones de desserte). Pour la période avec des tarifs différenciés, il est en outre tenu de publier ses tarifs.
2. Le GRD A déclare les coûts communs des deux zones de desserte dès qu'ils sont pris en compte dans le calcul des tarifs.
3. Les excédents de couverture ne s'éteignent pas par leur transfert du GRD B au GRD A : cela signifie que le GRD A doit reprendre les excédents de couverture, soumettre la documentation nécessaire, et réduire les excédents de couverture conformément à la directive de l'EICom. En revanche, le GRD A est libre de renoncer à la reprise des découverts de couverture.



1. Fusions de plusieurs zones de desserte (« fusions de gestionnaires de réseau »)
2. Systèmes de mesure intelligents
 - a. Utilisation de systèmes de mesure intelligents
 - b. Accès aux données de mesure
3. Modèle de pratique pour la consommation propre
4. Renforcements de réseau
 - a. Prescription
 - b. Régulation fixe des installations de production
5. Foire aux questions/rappel



Systèmes de mesure (1) : utilisation de systèmes de mesure intelligents

- D'ici fin 2027, 80 % des compteurs de chaque zone de desserte doivent être intelligents (art. 17a, LApEI en lien avec art. 31e, OApEI).
- Possibilités lorsque le consommateur final ou le producteur refuse l'installation :
 - continuer d'utiliser le compteur sans liaison de communication et procéder à la facturation individuelle des coûts de mesure supplémentaires à partir du moment où l'utilisation a été refusée (art. 8a, al. 3^{ter}, OApEI) ;
 - soumettre la demande à l'EICom afin d'imposer l'installation par la voie juridique.
- Décisions précédentes :
 - 233-00091 du 11 juin 2019, selon laquelle un producteur est tenu d'accepter l'installation d'un système de mesure intelligent ;
 - 233-00093 du 6 avril 2021, selon laquelle l'utilisation d'un système de mesure intelligent (*smart meter*) non certifié posé avant le 1^{er} janvier 2018 est autorisée jusqu'à la fin de sa durée de vie.



Décision 233-00093 du 6 avril 2021

- L'installation d'un dispositif de mesure intelligent ne nécessite pas l'accord du consommateur final.
- Le GRD garantit la sécurité des données des systèmes de mesure et respecte le droit relatif à la protection des données (art. 8d, al. 5, OApEI). Ce principe s'applique que le système de mesure soit certifié ou non.
- L'utilisation d'un système de mesure non certifié ne porte en l'occurrence pas atteinte à la sécurité des données ni au droit relatif à la protection des données.
- Il existe une base légale suffisante pour le traitement des données de mesure conformément à l'art. 8d, al. 1, let. b, OApEI.
- La marche à suivre prévue à l'art. 8d OApEI est proportionnée (les données peuvent être consultées une fois par jour ; art. 8d, al. 4, OApEI) et conforme à l'intérêt public.



Systèmes de mesure (3) : accès aux données de mesure

- Base réglementaire : art. 8a, al. 2, let. c, OApEI.
- Les clients ont le droit de consulter et de télécharger les valeurs de leurs courbes de charge des cinq dernières années.
- Les coûts pour garantir ce droit sont imputables (art. 8a, al. 2^{bis}, OApEI).
- L'accès doit être rendu possible au plus tard le 30 juin 2021 (art. 31/, al. 6, OApEI).
- Des exceptions sont possibles lorsque des systèmes non conformes à l'OAPEI entraînent une importante charge supplémentaire (Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050, question 32, par analogie).
- Les valeurs de la courbe de charge ne peuvent par conséquent pas être détruites au bout d'un an, même si elles ne sont pas déterminantes pour le décompte (aucune contradiction avec l'art. 8d, al. 3, OApEI).



1. Fusions de plusieurs zones de desserte (« fusions de gestionnaires de réseau »)
2. Systèmes de mesure intelligents
 - a. Utilisation de systèmes de mesure intelligents
 - b. Accès aux données de mesure
3. Modèle de pratique pour la consommation propre
4. Renforcements de réseau
 - a. Prescription
 - b. Régulation fixe des installations de production
5. Foire aux questions/rappel



Modèle de pratique pour la consommation propre (1) : fondements

- **Communication relative au modèle de pratique concernant la consommation propre**
du 13 juillet 2020 (complétée le 4 septembre 2020)
 - La communication ne concerne pas le RCP conformément aux art. 17 s. LEne ; art. 15 – 18 Oene.
 - Pour la distinction RCP – modèle de pratique cf. annexe de la communication.
 - Contexte de la communication : ancienne structure du modèle de pratique non conforme.
- **Caractéristiques du modèle de pratique**
 - Alternative au RCP pour la consommation propre commune.
 - Structure non réglementée par la loi.
 - Absence de création d'un regroupement ;
uniquement contrat de fourniture d'électricité sur le lieu de production.
 - Maintien des consommateurs finaux individuels vis-à-vis du GRD ;
participation facultative au régime de consommation propre.
 - GRD toujours responsable de l'approvisionnement et des mesures ;
(uniquement) contrat d'approvisionnement en électricité entre le consommateur final
et l'exploitant d'installation.
 - *ElCom : aucune obligation pour le GRD de rendre techniquement possible (du point de vue de la
métrologie) le modèle de pratique.*



Modèle de pratique concernant la consommation propre (2) : exigences

- **Accord explicite des consommateurs finaux pour le contrat d'approvisionnement en énergie**
 - Délai de mise en œuvre pour les projets *existants* : obtention de l'accord d'ici fin juillet 2021.
- **Mesures et décompte**
 - Détermination, pour chaque consommateur final participant, de la part d'électricité soutirée du réseau et de celle issue de la consommation propre.
 - Calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau et de l'énergie provenant du GRD sur la base de la quantité d'énergie soutirée au réseau.
 - Informations transparentes sur la facture.
 - Mise en œuvre grâce à des mesures de la courbe de charge (systèmes de mesure intelligents)
→ *smart meters*.
 - Coûts de mesure considérés comme des coûts de réseau imputables.
- Délai de mise en œuvre pour les projets *existants* :
un an après le début du déploiement des *smart meters* dans la zone de desserte.
- **Respect des règles de séparation des activités**
 - Autres prestations fournies à l'exploitant d'installation en dehors de l'exploitation du réseau telles que p. ex. facturation et encaissement relatif à l'énergie de l'installation, administration, etc. ; possibilité d'obtenir ces prestations auprès de tiers.
 - Séparation des coûts de ces prestations et des coûts du réseau ; respect de la séparation de l'information également.



1. Fusions de plusieurs zones de desserte (« fusions de gestionnaires de réseau »)
2. Systèmes de mesure intelligents
 - a. Utilisation de systèmes de mesure intelligents
 - b. Accès aux données de mesure
3. Modèle de pratique pour la consommation propre
4. Renforcements de réseau
 - a. Prescription
 - b. Régulation fixe des installations de production
5. Foire aux questions/rappel



Renforcements du réseau (1) : prescription

- Obligation de raccordement pour les IPE (art. 5, al. 2, LApEI ; art. 10, al. 3, OEne).
 - Les renforcements de réseau (RR) qui sont nécessaires pour les injections d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEne font partie des services-système de Swissgrid (art. 22, al. 3, OEne).
 - **Indemnités pour les RR sur requête soumise à l'approbation de l'EICom** (art. 22, al. 4 et 5, OApEI).
 - **Prescription des prétentions de droit public comme principe général.**
 - EICom, décisions 236-01041 du 5 juillet 2019, 236-01164 du 6 avril 2020, 236-01184 du 5 mai 2020 : requête rejetées pour cause de prescription. La durée du délai de prescription était contestée. L'une de ces décisions a été attaquée par-devant le Tribunal administratif fédéral (TAF).
 - TAF, nouvel arrêt A-2593/2020 du 5 mai 2021 :
 - le paiement du remboursement des frais en matière de renforcement de réseau doit être qualifié d'indemnité au sens de l'art. 3, al. 2, let. a de la loi sur les subventions (LSu) ;
 - les créances afférentes à des aides ou des indemnités se prescrivent par cinq ans (art. 32, al. 1, LSu).
- **Un délai de prescription de 5 ans à partir de la date de connaissance des coûts de renforcement de réseau s'applique.**



Renforcements du réseau (2) : prise en compte des régulations fixes

- Nécessité d'un renforcement de réseau : **obligation d'examiner si un renforcement de réseau est effectivement nécessaire ou s'il peut être évité par l'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents** (→ directive 1/2019, ch. 3.1).
- Un exploitant d'installation peut consentir à ce qu'un système de commande et de réglage visant à assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau soit utilisé (art. 8c OApEI), notamment pour la limitation de la puissance par régulation.
- Les coûts des systèmes de commande et de réglage utilisés en vertu de l'art. 8c, y c. la rétribution visée par l'art. 8c, al. 1, let. c, sont imputables (art. 13a, let. b et art. 7, al. 3, let. m, OApEI).
- **Une limitation de la puissance *fixe/durable* (régulation fixe) n'est pas concernée par cette disposition**, car il n'y a pas d'utilisation d'un système de commande et de réglage en vertu de l'art. 17b, al. 1, LApEI.



1. Fusions de plusieurs zones de desserte (« fusions de gestionnaires de réseau »)
2. Systèmes de mesure intelligents
 - a. Utilisation de systèmes de mesure intelligents
 - b. Accès aux données de mesure
3. Modèle de pratique pour la consommation propre
4. Renforcements de réseau
 - a. Prescription
 - b. Régulation fixe des installations de production
5. Foire aux questions/rappel



Tarifs : groupes de tarifs différents pour l'approvisionnement de base

- Art. 18, al. 2, OApEI : aux niveaux de tension inférieurs à 1 kV, les consommateurs finaux, dont les biens-fonds sont utilisés à l'année et **dont la consommation annuelle est inférieure ou égale à 50 MWh**, appartiennent au même groupe de clients (groupe de clients de base).
- Art. 18, al. 3, OApEI : les GRD doivent proposer aux consommateurs finaux du groupe de clients de base un tarif d'utilisation du réseau présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70 % au minimum. → Tarif de base 30 % max.
- Art. 18, al. 4, OApEI : Les GRD peuvent leur **proposer** en sus d'autres tarifs d'utilisation du réseau ; aux consommateurs finaux avec mesure de puissance, ils peuvent également proposer des tarifs d'utilisation du réseau présentant une composante de travail (ct./kWh) non dégressive inférieure à 70 %.
- Le principe s'applique notamment **aussi aux stations de recharge électriques** avec consommation annuelle jusqu'à 50 MWh.
- Cf. pour compléter la communication Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050, titre 3.

Extrait de la fiche tarifaire actuelle d'un gestionnaire de réseau :

1.2 Leistungstarif

- ~~• Kundinnen und Kunden mit einem Gesamtjahresbezug über 10'000 kWh oder einer installierten Leistung grösser 15 kW werden dem Leistungstarif zugeordnet.~~



Foire aux questions/rappel : séparation des activités

- Bases : art. 10 LApEI (aspects matériels) et art. 29, al. 1, let. b, LApEI (disposition pénale).
- Interdiction des subventions croisées (art. 10, al. 1, LApEI)
→ **Ventilation pertinente des coûts.**
- Séparation de l'information
 - Sous réserve des obligations de renseigner prévues par la loi, les informations économiques sensibles obtenues dans le cadre de l'exploitation des réseaux électriques doivent être traitées confidentiellement et ne pas être utilisées dans d'autres secteurs d'activité par les EAE (art. 10, al. 2, LApEI).
 - Informations détaillées : séances d'information 2020, partie 3, à partir de la diapositive 20.
 - **Question de contrôle** : est-ce qu'un concurrent peut faire la même chose, à savoir avec des coûts et un investissement comparables ? → Si tel n'est pas le cas, la prudence est de mise.
 - **En principe OK, si le client exige les données et les transmet lui-même.**
MAIS : l'éventuelle approche du client doit aussi être réalisée en conformité avec le **principe de séparation** (aucune utilisation des données issues du réseau et de l'approvisionnement de base qui sont des informations économiques sensibles).



Foire aux questions/rappel : mesures novatrices pour les réseaux intelligents

- Test et utilisation de méthodes et de produits novateurs issus de la recherche et du développement en vue d'augmenter à l'avenir la sécurité, la performance et l'efficacité du réseau.
- **Bases légales** : art. 15, al. 1 et al. 3^{bis}, let. d en lien avec l'art. 13b OApEI
- **Imputabilité des coûts limitée** :
 - Au maximum 1 % des coûts d'exploitation et de capital que le gestionnaire de réseau peut imputer pour l'année concernée, à concurrence de 500 000 francs au maximum, cependant...
 - ... attention : pas de « double déclaration » des coûts.
 - Si le projet ne relève que partiellement de l'art. 13b OApEI : répartir les coûts de façon appropriée.
- **Obligation contraignante de documentation et de publication** (art. 13b, al. 3, OApEI) : publication sur le site Internet de l'EICom concernant les prix de l'électricité ; le GRD peut les publier ailleurs en plus.
- **Mise en œuvre dans la comptabilité analytique**
 - Coûts des mesures innovantes en position 600.7.
 - Télécharger le descriptif du projet/la liste de coûts au format PDF sur le portail pour les GRD.
- Autres indications : Explications de l'OFEN d'avril 2019, art. 13b (p. 16) ; guide d'utilisation du fichier de comptabilité analytique des tarifs 2022 de l'EICom, ch. 3.2.18.4.



Foire aux questions/rappel : agent de stockage

- Nouveau **chapitre 8 « Stockage » dans la communication « Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 »** (mise à jour le 26 août 2020).
- Les dispositifs de stockage ne sont pas des éléments de réseau (cf. notamment art. 4, al. 1, let. a, LApEI). **L'exploitation du stockage ne fait pas partie de l'exploitation du réseau.**
- **Les coûts d'exploitation et les coûts de capital du stockage ne sont donc pas des coûts de réseau imputables en vertu de l'art. 15 LApEI.**
- Exploitation par des EAE possible → attention particulière portée à la séparation comptable et de l'information (art. 10, LApEI).
- **Utilisation pour un réseau sûr, performant et efficace possible.**
 - En principe conformément aux prescriptions de l'art. 8c OApEI (le cas échéant, par analogie).
 - En cas d'utilisation interne à l'EAE, seuls les coûts supplémentaires effectifs pour une utilisation utile au réseau sont imputables.
- **« Stockage avec consommation finale » = obligation de rémunération pour l'utilisation du réseau « Stockage sans consommation finale » = absence d'obligation de rémunération pour l'utilisation du réseau**



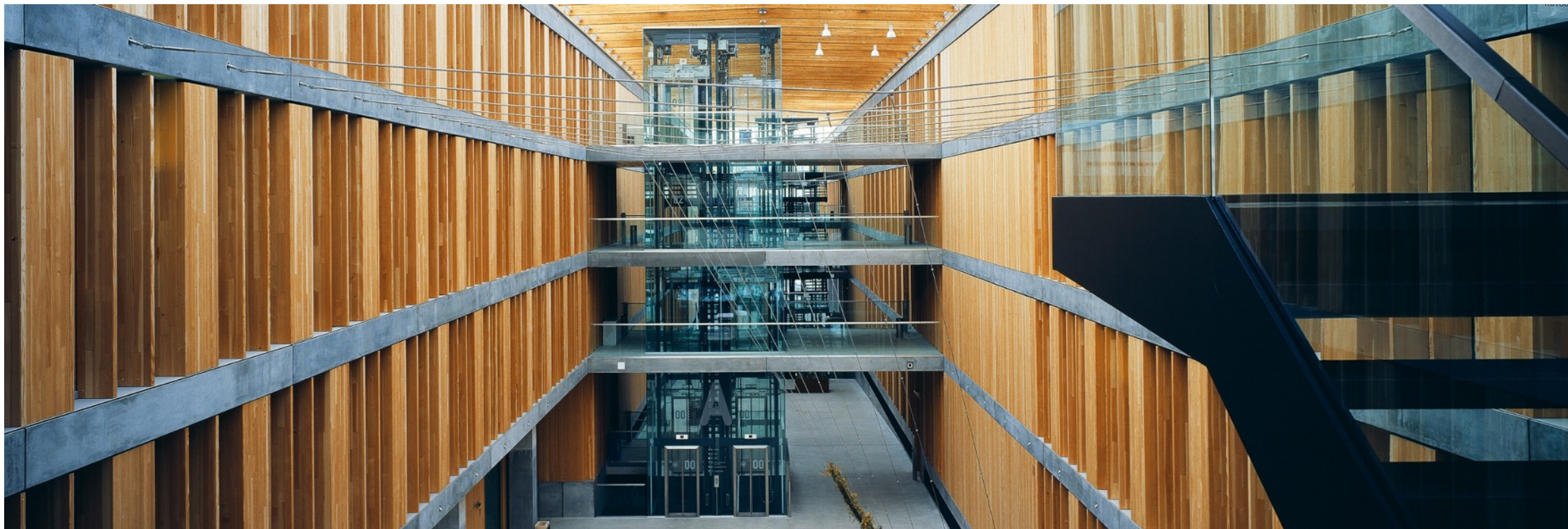
Merci de votre attention !

info@elcom.admin.ch
www.elcom.admin.ch



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN
Ufficio federale dell'energia UFE
Uffizi federal d'energia UFE



© Dominique Uléry

ORIENTATIONS STRATÉGIQUES DANS LE DOMAINE DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE: SITUATION ACTUELLE ET PERSPECTIVES

JOURNÉE D'INFORMATION ELCOM ▪ OFFICE FÉDÉRAL DE L'ÉNERGIE ▪ 17 JUIN 2021



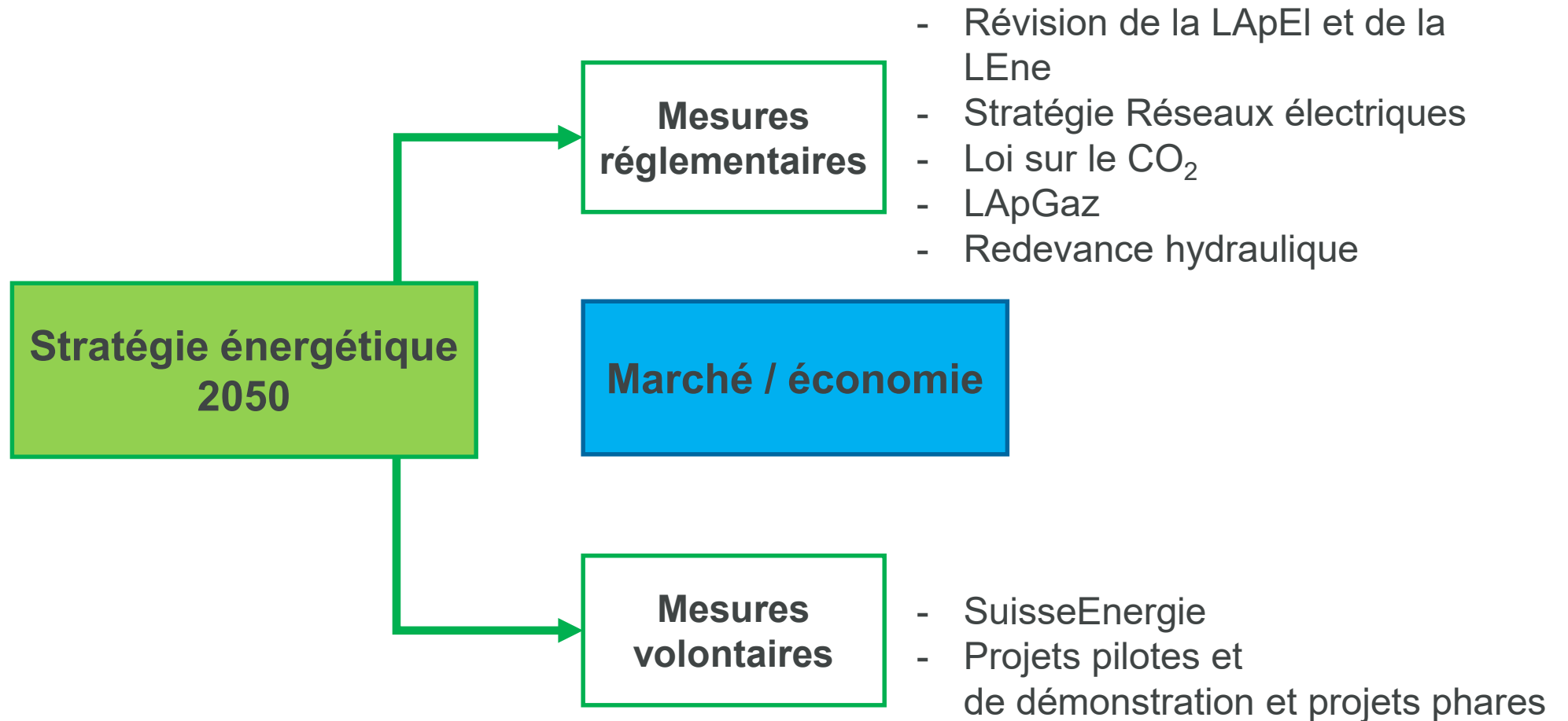
SOMMAIRE

1. Mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050
2. Objectif climat 2050: zéro émission nette 2050+
3. Révision totale de la loi sur le CO₂
4. Perspectives énergétiques
5. Acte modificateur unique pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (LEne/LApEI)
6. Thèmes Réseaux
7. Monitoring indicateurs Smart Meter / Consommation propre





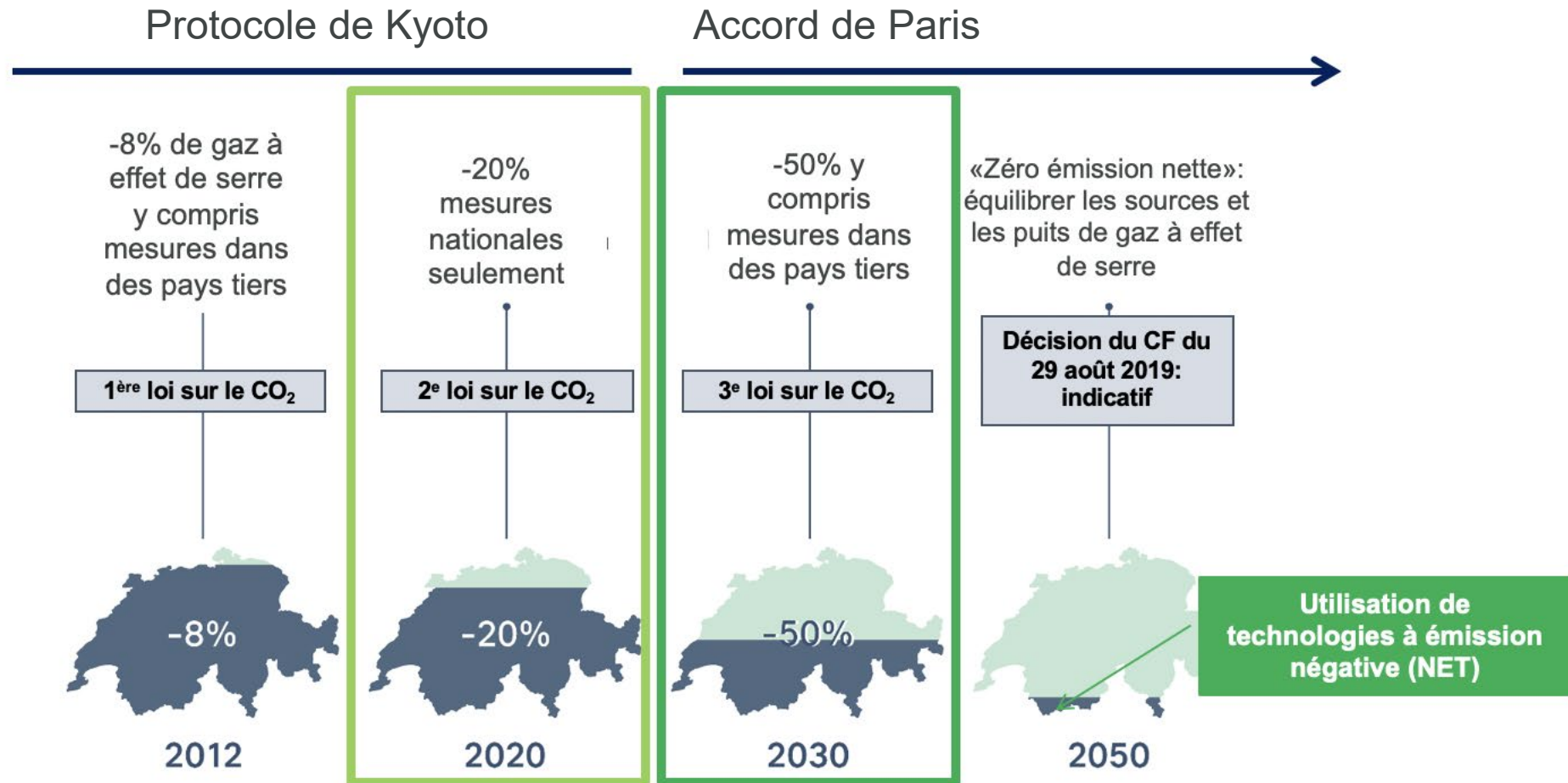
MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050





OBJECTIF CLIMAT 2050: ZÉRO ÉMISSION NETTE

ACTUALISATION DES OBJECTIFS DE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE



Inventaire des gaz à effet de serre 2018: -13,6%



RÉVISION TOTALE DE LA LOI SUR LE CO₂

APERÇU

Révision totale de la loi sur le CO₂ après 2020

- Contient des mesures de politique énergétique, notamment pour la période après 2020 jusqu'en 2030
- Vote final des Chambres fédérales: 25.9.2020
- Votation sur le référendum le 13 juin 2021
- Entrée en vigueur prévue: 1.1.2022

Contexte et autres affaires

- Accord de Paris
- Stratégie climatique à long terme 2050
- Initiative pour les glaciers



RÉVISION TOTALE DE LA LOI SUR LE CO₂ APRÈS 2020

PRINCIPAUX ÉLÉMENTS

Objectif: réduction des émissions de 50% d'ici 2030

Dont au moins 75% en Suisse.

Art. 1: but

La loi doit contribuer à atteindre les objectifs de l'Accord de Paris, y comp. zéro émission nette à long terme

Échange de quotas d'émission: se poursuit. Couplé avec le système d'échange de quotas d'émission de l'UE depuis 2020

Valeurs limites de CO₂ pour les bâtiments: dès 2023 (ou 2026) max. 20 kg de CO₂/m². Ces valeurs diminuent de 5 kg tous les 5 ans

Taxe sur le CO₂ sur les combustibles fossiles: max. 210 CHF par tonne de CO₂. Entreprises: option de remboursement, en contrepartie **engagement à réduire les émissions**

Prescriptions pour les émissions de CO₂ des nouveaux véhicules: voitures de tourisme, VUL. Dès 2025 également pour les véhicules lourds

Obligation de compenser le CO₂ pour les importateurs de carburants fossiles: en Suisse au min. 15% (dès 2025 au min. 20%). Total max. 90%. Majoration sur les carburants: dès 2025 max. 12 ct./l.

Fonds pour le climat
Programme Bâtiments
Promotion de l'innovation

Taxe sur les billets d'avion
30-120 CHF par billet
Taxe sur l'aviation générale
500-3000 CHF par vol

Mesures relatives au marché financier
Obligation pour la FINMA et la BNS d'examiner les risques climatiques



PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES 2050+ **PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES DE L'OFEN**

Perspectives énergétiques: de quoi s'agit-il?

Elles ne peuvent pas prédire l'avenir, mais constituent un fondement important de la politique énergétique et climatique

Les perspectives énergétiques jouissent d'une longue tradition à l'OFEN

Années 70: «Conception globale de l'énergie»; 2012: «Perspectives énergétiques 2050»

Pourquoi de nouvelles perspectives énergétiques 2050+?

Elles offrent un fondement pour la stratégie climatique à long terme (zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050)

Qui a élaboré les perspectives énergétiques 2050+?

Un consortium composé des sociétés Prognos SA, TEP Energy Sàrl, Infrac SA et Ecoplan SA et un groupe d'accompagnement externe



PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES 2050+

DIFFÉRENTES VOIES POUR UN MÊME OBJECTIF

Scénario	Variante	Variantes stratégiques pour la production d'électricité
Scénario zéro émission nette (ZÉRO)	Variante de base (ZÉRO base)	Bilan annuel équilibré en 2050 Valeurs indicatives / objectifs de développement Conditions-cadres actuelles
	Variante A (ZÉRO A) <i>Électrification plus intensive</i>	Bilan annuel équilibré en 2050 Valeurs indicatives / objectifs de développement Conditions-cadres actuelles
	Variante B (ZÉRO B) <i>Rôle plus important du gaz</i>	Bilan annuel équilibré en 2050 Valeurs indicatives / objectifs de développement Conditions-cadres actuelles
	Variante C (ZÉRO C) <i>Rôle plus important des réseaux de chauffage et des vecteurs énergétiques liquides</i>	Bilan annuel équilibré en 2050 Valeurs indicatives / objectifs de développement Conditions-cadres actuelles
Scénario Poursuite de la politique énergétique actuelle (PEA)	Mesures actuelles de politique énergétique et climatique	Conditions-cadres et légales aujourd'hui



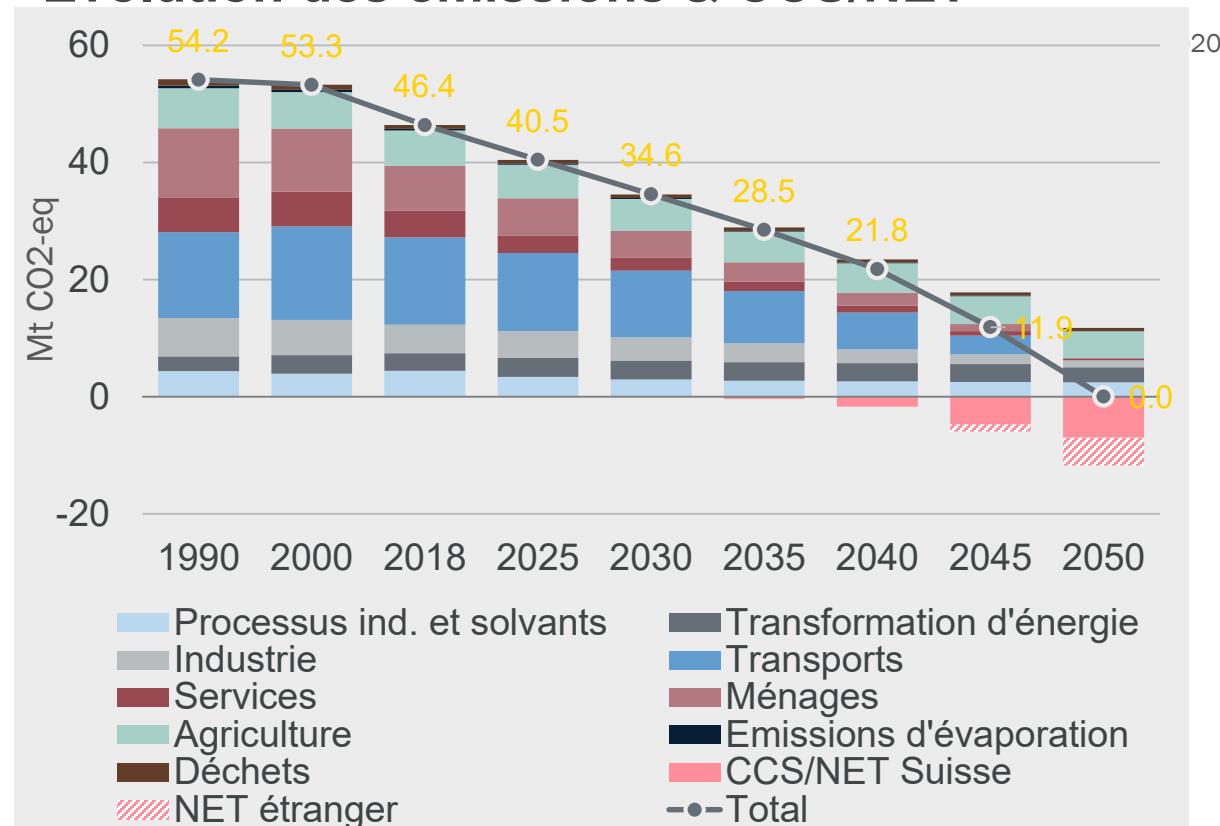
PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES 2050+

L'OBJECTIF ZÉRO ÉMISSION NETTE EN 2050 EST ATTEIGNABLE

Zéro émission nette de gaz à effet de serre en 2050

- L'objectif zéro émission nette peut être atteint
- 12 Mt eq.-CO₂ d'émissions restantes difficiles à éviter en 2050
- Ces dernières se répartissent principalement dans les domaines suivants:
 - agriculture
 - processus industriels (dont cimenteries) et
 - valorisation thermique des déchets (UIOM)
- Recours nécessaire à des technologies CCS et NET pour atteindre le bilan zéro

Évolution des émissions & CCS/NET



Variante de base du scénario ZÉRO

Variante stratégique «bilan annuel équilibré 2050», durée de vie de 50 ans pour les centrales nucléaires



OBJECTIF D'UNE SUISSSE NEUTRE POUR LE CLIMAT EN 2050

production d'hydrogène sur le site des centrales au fil de l'eau (7 PJ)

valorisation des déchets avec **CCS** (3.6 Mt CO₂/a)

1,5 million de pompes à chaleur (aujourd'hui 0,3 million)

biomasse pour la chaleur industrielle

trafic lourd par **rail, bioénergie** et **hydrogène**

support des **réseaux de chaleur** dans les régions urbaines

3,6 millions de voitures électriques à batterie

cimenteries et industrie chimique avec **CCS** (2,9 Mt CO₂/a)

technologies d'émission négative: stockage national (3 Mt CO₂/a)

45 TWh d'hydroélectricité (53% de la production)

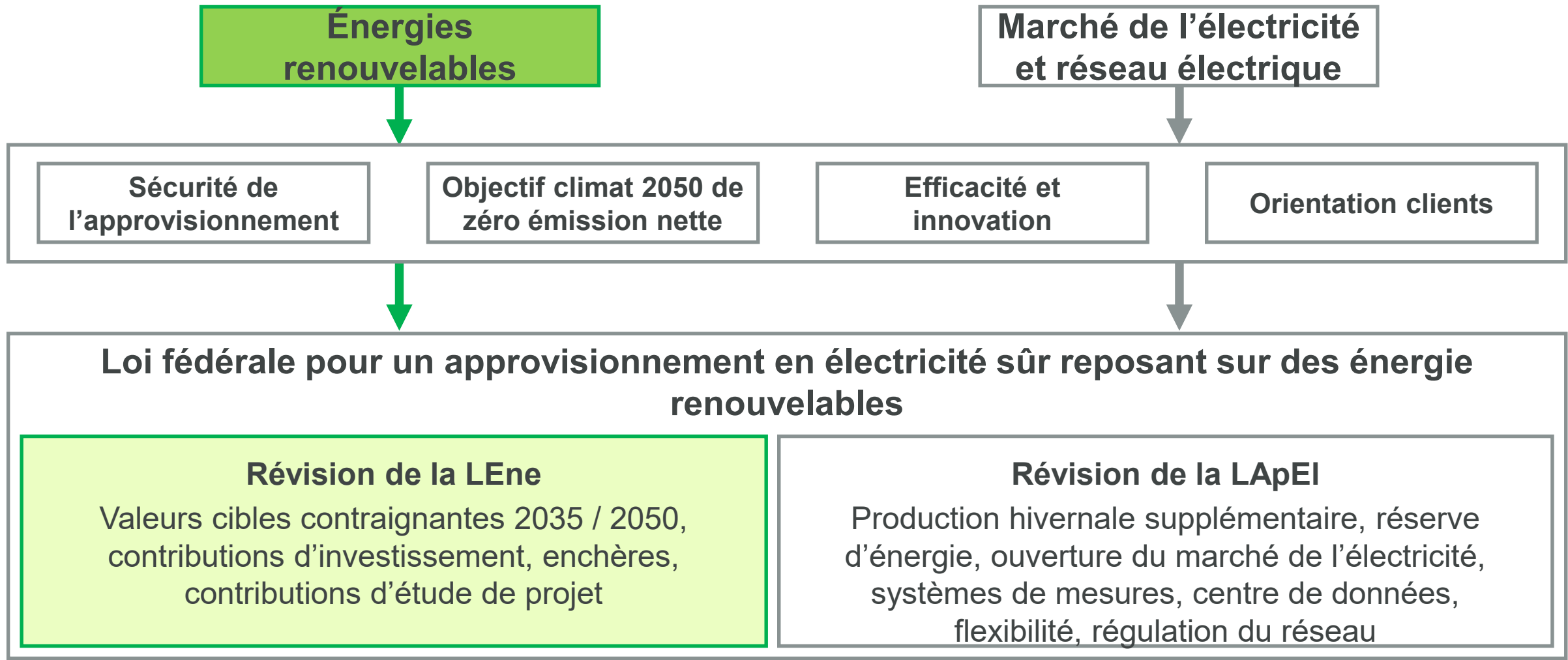
haute efficacité dans les processus industriels

bâtiments bien **isolés** avec faible demande de chaleur

34 TWh à partir d'installations PV, 40% de la production (aujourd'hui 2 TWh)

© Image: Dina Tschumi, Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2020

LF POUR UN APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ SÛR REPOSANT SUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES





POINTS-CLÉS DE LA RÉVISION DE LA LOI SUR L'ÉNERGIE (1/2) - ÉTAT CONFORMÉMENT À LA DÉCISION DU CF DU 11 NOVEMBRE 2020

- Les technologies qui, à partir de 2023, ne sont plus encouragées par le biais du système de la rétribution de l'injection perçoivent des **contributions d'investissement** (dans un souci de continuité):



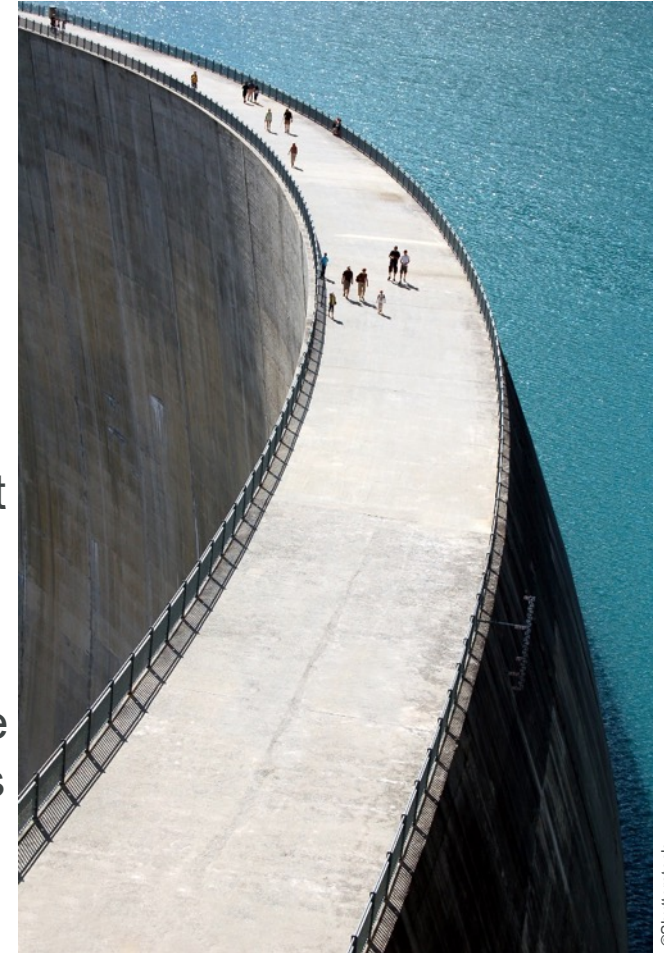
- Installations éoliennes
- Nouvelles petites centrales hydroélectriques (1 à 10 MW)
- Installations de biogaz industrielles
- Installations de biogaz agricoles
- Centrales géothermiques

- **Enchères** pour les grandes installations photovoltaïques (le montant de la rétribution unique est déterminé sur la base de l'appel d'offre; notamment dans le cas des installations sans consommation propre)
- L'encouragement initialement limité à 2030 est prolongé jusqu'en **2035** (sécurité de la planification à long terme)



POINTS-CLÉS DE LA RÉVISION DE LA LOI SUR L'ÉNERGIE (2/2) - ÉTAT CONFORMÉMENT À LA DÉCISION DU CF DU 11 NOVEMBRE 2020

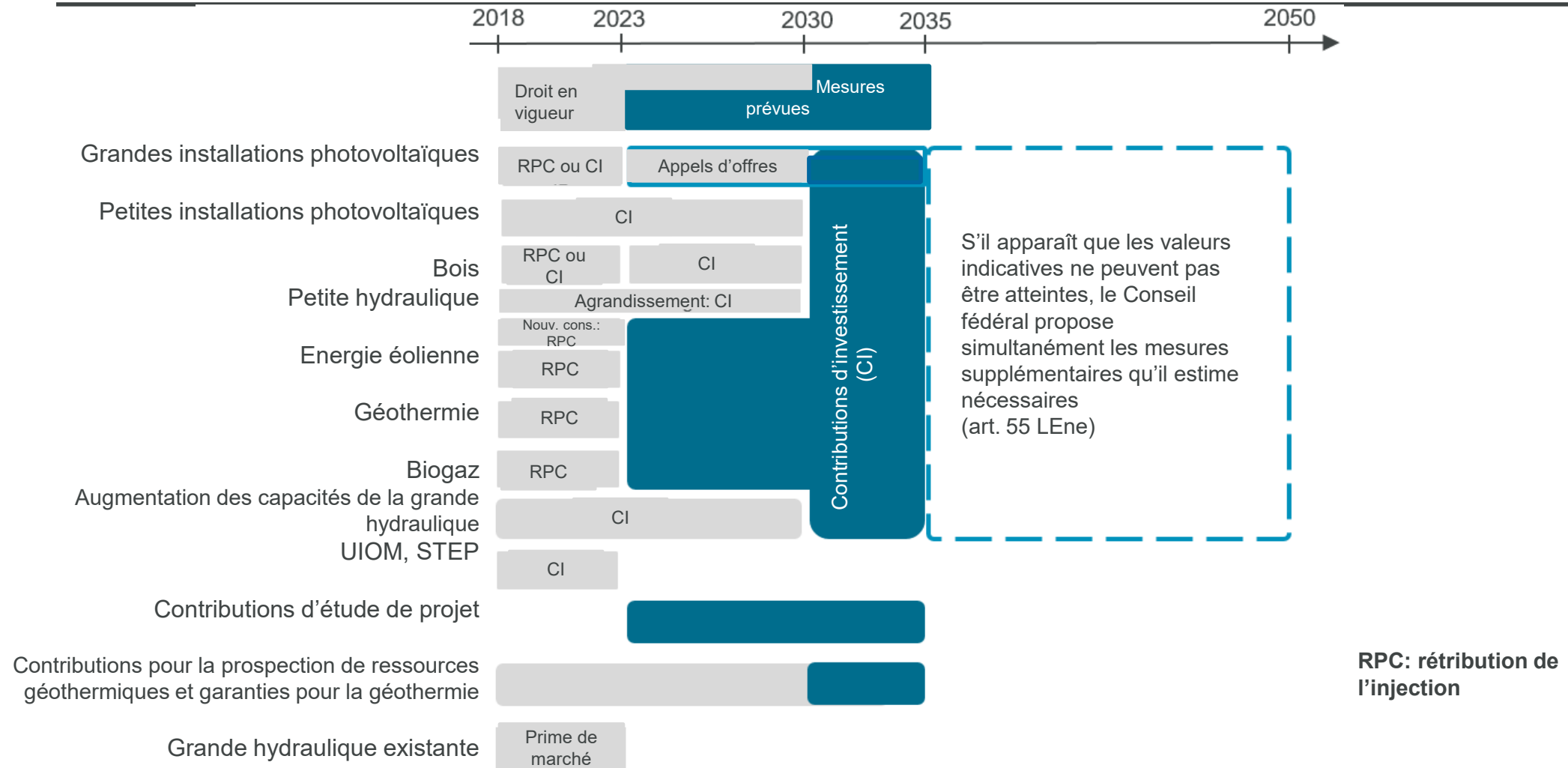
- **Valeur cible contraignante** à l'horizon 2035 pour le développement de la force hydraulique et d'autres énergies renouvelables, ainsi que fixation d'une valeur cible pour 2050
- **Contributions d'investissement** pour les centrales hydrauliques, les éoliennes et les installations de géothermie
- **Subventions**: les moyens destinés aux nouvelles grandes centrales hydrauliques seront doublés (de 0,1 à 0,2 ct./kWh). Le **financement** est assuré par le **supplément (existant) perçu sur le réseau** (2,3 ct./kWh).
- **Obligation de reprise et de rétribution**: le gestionnaire d'un réseau de distribution restera soumis à l'obligation de reprise et de rétribution. Ces obligations doivent toutefois être harmonisées avec l'ouverture du marché de l'électricité.



©Shutterstock

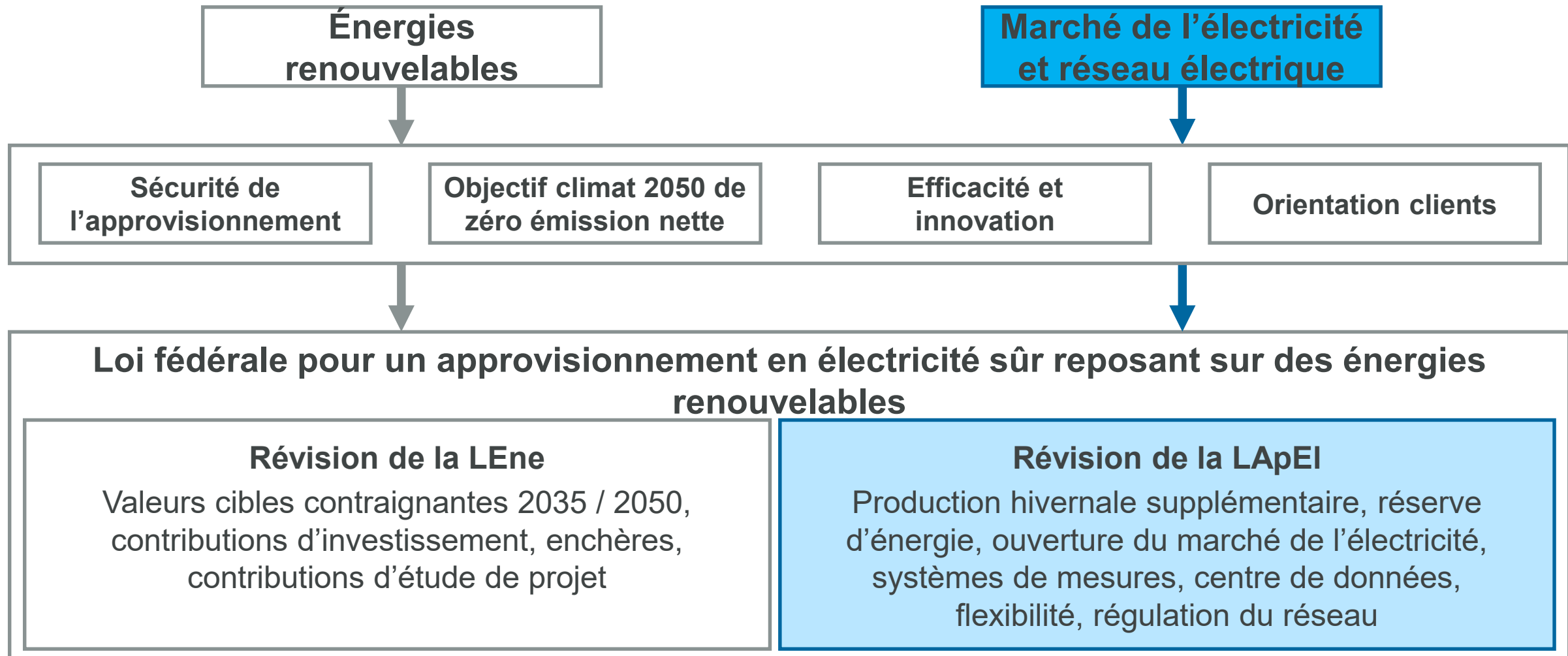


RÉALISATION DES OBJECTIFS D'AUGMENTATION DE LA PRODUCTION ISSUE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES – MESURES D'ENCOURAGEMENT DE LA LOI SUR L'ÉNERGIE





LF POUR UN APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ SÛR REPOSANT SUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES





POINTS-CLÉS DE LA RÉVISION DE LA LAPEL (1/2)

ÉTAT CONFORMÉMENT À LA DÉCISION DU CF DU

11 NOVEMBRE 2020

Principaux éléments du projet:

Marché de l'électricité

- Le marché est ouvert pour tous les clients. Les petits consommateurs finaux ont le droit de rester dans l'approvisionnement de base avec ses tarifs régulés.

Sécurité de l'approvisionnement

- Réserve d'énergie destinée à garantir l'approvisionnement et encouragement de l'augmentation de la production d'électricité pendant les mois d'hiver.

Régulation du réseau

- Pour l'essentiel, les mesures d'amélioration de la transparence et de l'efficacité ne changent pas par rapport au projet mis en consultation: notamment la régulation des flexibilités, la régulation Sunshine, les principes de la rémunération pour l'utilisation du réseau.



SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT EN HIVER

TROIS PILIERS

Sécurité de l'approvisionnement en hiver

	Développement de la force hydraulique	Développement des énergies renouvelables	Réserve de stockage
But	Énergie accessible en toute sécurité en hiver (qualité), préserver la capacité d'autonomie	Augmenter la production annuelle, y comp. en hiver (quantité)	Garantir l'approvisionnement dans des situations imprévues (assurance)
Incitation	Contributions d'investissement	Contributions d'investissement / enchères	Rémunération de l'énergie retenue
Financement	Supplément sécurité de l'approvisionnement dans la LApEI	Supplément (existant dans la LEnE) perçu sur le réseau	Rémunération pour l'utilisation du réseau (indemnisation des coûts du réseau)



POINTS-CLÉS DE LA RÉVISION DE LA LAPEL (2/2)

ÉTAT CONFORMÉMENT À LA DÉCISION DU CF DU 11 NOVEMBRE 2020

Autres points-clés du projet:

Système de mesure

- Liberté de choix pour tous les points de mesure afin de soutenir l'innovation, d'améliorer le rapport coût-efficacité et la qualité des prestations.

Centre de données national

- Création d'une plateforme nationale de données pour assurer l'efficacité des processus sur le marché de l'électricité et l'accès des tiers autorisés aux données numériques.

Espace d'innovation non réglementé

- Création d'un espace non réglementé permettant de déroger temporairement aux prescriptions de la LApEI, afin de passer au crible les innovations dans le cadre de projets pilotes et de tests pratiques.

Agent de stockage

- Précision d'ordre légal: seules les centrales de pompage-turbinage sont exonérées de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Les autres agents de stockage pourront profiter de la rémunération de leur flexibilité.



THÈMES RÉSEAUX

ÉTUDE RELATIVE AUX TARIFS DU RÉSEAU

- Étude réalisée suite à diverses propositions concernant la tarification du réseau pendant la consultation
- Procédure réunissant les acteurs concernés au printemps 2021
- Publication de l'étude à l'issue de la procédure réunissant les acteurs concernés

Thèmes:

- **Prise en compte de la production de proximité (décentralisée) dans les tarifs**
- **Parts du tarif de travail, du tarif de puissance et du tarif de base**
- **Tarification dynamique (également au niveau de l'énergie)**
- **Répartition des coûts**



- ➔ L'étude examine une conception conforme au principe de causalité.
- ➔ Il ne s'agit pas d'un nouveau modèle d'encouragement.
- ➔ Exigences d'orientation sur les coûts conformément au Clean Energy Package



THÈMES RÉSEAUX

WACC POUR LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES (TAUX D'INTÉRÊT CALCULÉ DU CAPITAL INVESTI DANS LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE)

- Les conditions-cadres économiques ont changé
 - ➔ Faible niveau persistant des taux d'intérêt
 - ➔ La crise du coronavirus pèse sur la conjoncture. L'incertitude persiste.
 - ➔ Niveaux records sur les marchés boursiers suite à une politique monétaire expansionniste et à l'absence d'autres possibilités de placements

- La méthode de calcul du WACC doit faire l'objet d'un réexamen et être révisée
 - ➔ Il existe deux rapports (IFBC; SwissEconomics) sur le réexamen de la méthode de calcul du WACC.
 - ➔ Réunion des acteurs concernés le 19 mars 2021
 - ➔ La consultation sera lancée fin juin (modification de l'OApEI).
 - ➔ Les modifications de la méthode doivent s'appliquer pour l'année tarifaire 2023.



THÈMES RÉSEAUX

MONITORING INDICATEURS RÉSEAUX 2020

[1]

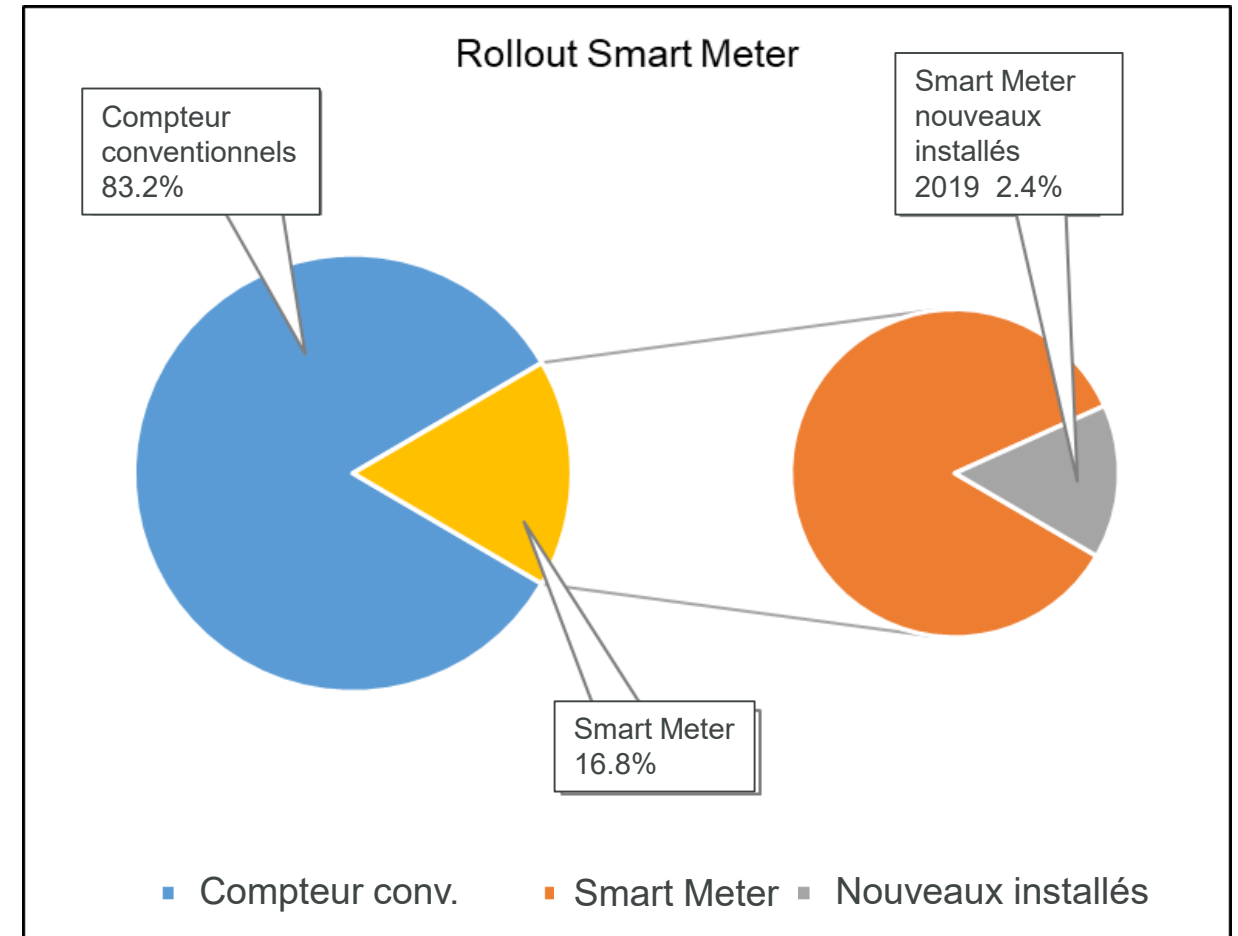
Smart Meter installés

- **142'747** Smart Meter nouveaux installés
- **944'221** Smart Meter (au 31.12.)
- Smart Meter **16.8%** (2019 +2.4%)

Compteurs conventionnels

- **4'663'639** compteurs conv. (au 31.12.)

89 GRD plus de 80% Smart Meter installés
(2019 **+3**)





THÈMES RÉSEAUX

MONITORING INDICATEURS RÉSEAUX 2020

[2]

Installations	Nombre	Puissance électrique installée	Surplus d'énergie	Changement	Part utilisable
PV sans consommation propre	21'450	980 MW	917'394 MWh	1 ^{er} collecte	90%
CCF sans consommation propre	368	161 MW	525'220 MWh	1 ^{er} collecte	99%
PV avec consommation propre	73'840	1'154 MW	695'825 MWh	13'000	91%
CCF avec consommation propre	367	124 MW	253'712 MWh	-120	99%
Autres avec consommation propre	242	295 MW	591'323 MWh	-100	99%
PV dans RCP	3079	124 MW	50'899 MWh	1000	92%
CCF dans RCP	6	68 kW	26'034 kWh	-1	100%
Autres installations dans RCP	3	589 kW	86'940 kWh	-1	100%
RCP sur le marché libre	36	touts données non plausibilisées		30	100%

- Réduction CCF et autres installations → données probablement erronées de la collecte des données 2019
- Autres installations sont: hydro, éolienne, biomasse, biogaz, UIOM, générateurs d'électricité de secours
- Ø taux de consommation propre de PV: **37.2%** (proportion d'électricité directement consommée sur place, le reste étant injecté dans le réseau de distribution, 2019 +1%)
- Ø taux de consommation propre de PV dans RCP: **57.2%** (2019 -1%)



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN
Ufficio federale dell'energia UFE
Uffizi federal d'energia UFE

MERCI DE VOTRE ATTENTION !



mohamed.benahmed@bfe.admin.ch