



# Séances d'information 2019 à l'intention des gestionnaires de réseau





# Agenda

08 h 30	Café
09 h 00	Accueil et introduction
09 h 05	Tarifification <ul style="list-style-type: none"><li>• Tarifs nouveaux et dynamiques</li><li>• Batterie virtuelle</li><li>• Séparation des activités (le magazine clientèle comme illustration de la problématique)</li></ul>
09 h 35	Tour de table consacré au sujet
09 h 45	Nouveautés dans le domaine de la comptabilité analytique <ul style="list-style-type: none"><li>• Énergie</li><li>• Système de mesure</li></ul>
10 h 00	Pause
10 h 30	<ul style="list-style-type: none"><li>• Cybersécurité : rapport concernant les résultats</li></ul>
10 h 50	<ul style="list-style-type: none"><li>• Les prix du marché de l'électricité dans l'optique du régulateur<ul style="list-style-type: none"><li>- Marchés à long et court terme</li><li>- Facteurs déterminants et formation des prix</li><li>- Présentation des rapports du marché à terme et du marché spot</li></ul></li></ul>
11 h 15	<ul style="list-style-type: none"><li>• Renforcements de réseau</li><li>• Mise à jour 50.2 Hz</li></ul>
11 h 45	<ul style="list-style-type: none"><li>• Exposé de l'OFEN</li></ul>
12 h 15	Repas de midi
Vers 14 h 00	Fin de la manifestation



- Tarification et séparation des activités
  - Tarifs nouveaux et dynamiques
  - Batterie virtuelle
  - Séparation des activités  
(le magazine clientèle comme illustration de la problématique)



- Tarification et séparation des activités

- Tarifs nouveaux et dynamiques

- Batterie virtuelle

- Séparation des activités  
(le magazine clientèle comme illustration de la problématique)



# Vue d'ensemble des principales bases légales

## **Tarifs en général**

- Art. 6 et 12 LApEI, art. 10 OApEI

## **Tarifs d'utilisation du réseau** en particulier (sans imputabilité des coûts du réseau)

- Art. 14 LApEI, art. 18 OApEI, art. 8c OApEI (flexibilité)

## **Tarifs de fourniture d'énergie** en particulier

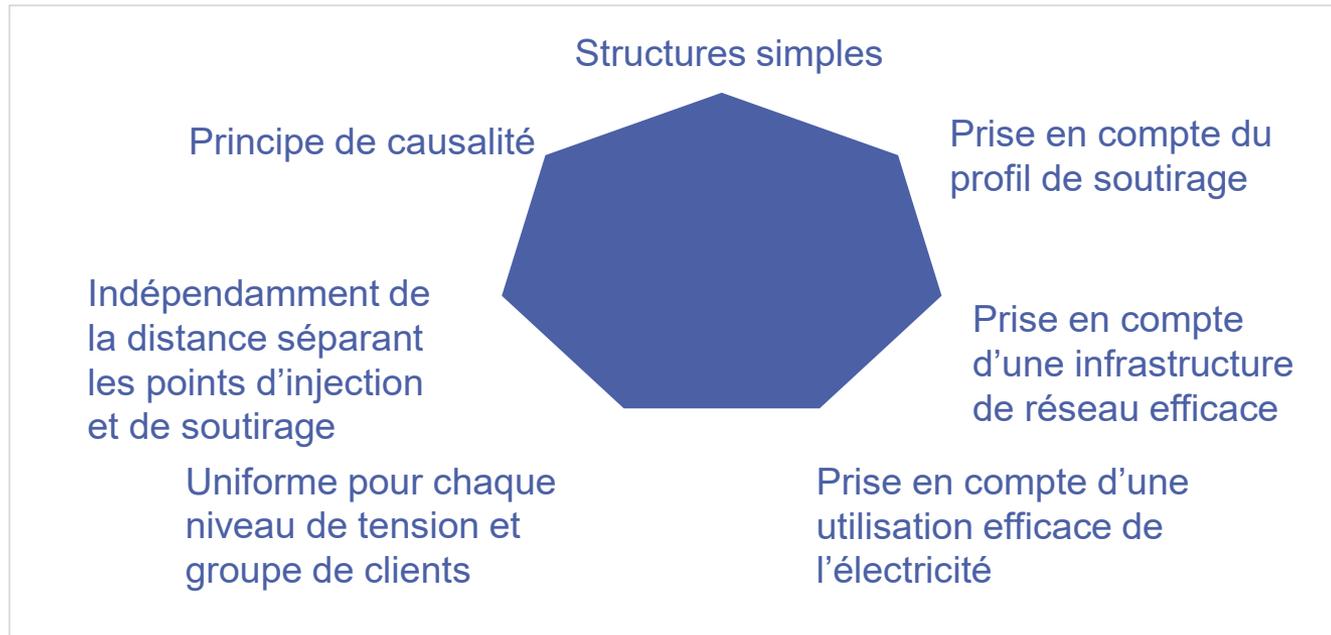
- Art. 6, al. 1, 3 à 5 LApEI, art. 4 OApEI

## **Communications** spécifiques en lien avec le sujet

- Tarifs nouveaux et dynamiques d'utilisation du réseau et de fourniture d'énergie : questions/réponses
- Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050  
sous : [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch) > Documentation > Communications



### 3. Principales bases légales : tarifs d'utilisation du réseau



#### **Critères pour la fixation du tarif** sur la base de l'art. 14, al. 3 LApEI

- **Groupe de clients spécifique** : art. 18, al. 2 OApEI
- Critère spécifique **part tarif d'utilisation du réseau**: art. 18, al. 3 OApEI
- Possibilité de **tarifs optionnels** (différents) : art. 18, al. 4, OApEI



## Principales bases légales : tarifs de fourniture d'énergie

- Même niveau de réseau + mêmes caractéristiques de consommation  
= **tarif uniforme** (art. 6, al. 3, LApEI)
- **Pas de prise en compte** du fait que les consommateurs finaux captifs puissent le cas échéant **injecter de l'énergie** (art. 6, al. 4, LApEI)
- **Comptabilité par unité d'imputation** (art. 6, al. 4, LApEI)
- Obligation des GRD de **répercuter** proportionnellement sur les consommateurs captifs le **bénéfice** qu'ils tirent du libre accès au réseau (art. 6, al. 5, LApEI) ; dès juin : adaptations dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques (art. 6, al. 5 et 5<sup>bis</sup>, nLApEI)
- Tarif de l'énergie = **coûts de production d'une exploitation efficace + contrats d'achat à long terme du GRD** (art. 4, al. 1, OApEI) ; dès juin : adaptations dans le cadre de la stratégie Réseaux électriques (art. 4 à 4c OApEI)



# Tarifs nouveaux et dynamiques : nouvel art. 18 OApEI et tarifs optionnels

- **Modification de l'art. 18 OApEI**
  - Critère pour le groupe de clients de base :  
**consommation annuelle**  $\leq 50$  MWh  
en lieu et place d'une **puissance de raccordement**  $\leq 30$  kVA.
  - Entrée en vigueur : 1<sup>er</sup> juin 2019 ; mise en œuvre pour la période tarifaire 2020, publication au plus tard le 31 août 2019
- **Tarifs optionnels (art. 18, al. 4, OApEI)**
  - Tarifs optionnels supplémentaires pour les consommateurs finaux
  - Autorisé également à l'avenir pour tous les groupes de consommateurs
  - En principe : à proposer à tous les consommateurs finaux d'un groupe de clients
  - Critères de l'art. 14, al. 3 LApEI et de l'art. 18, al. 3 OApEI à respecter



## Tarifs nouveaux et dynamiques : forfaits

- **Définition du forfait** : tarif fixé indépendamment de la consommation
- **Exemples**
  - Forfaits : p. ex. 30 Fr. / mois ou 30 Fr. /mois fixe dès 300 kWh
  - Tarifs uniquement de puissance : p. ex. 60 Fr. /mois pour 5 kW
- **Tarifs d'utilisation du réseau** : forfaits **non admis** (violation du principe d'une utilisation efficace de l'électricité [art. 14, al. 3, let. e, LApEI])
- **Tarifs de fourniture d'énergie** : forfaits non souhaités (art. 1, al. 2, let. b, et art. 5, al. 1, let. a et c, LEne) mais **admis**, étant donné que le principe d'une utilisation efficace de l'électricité ne s'applique pas pour le tarif de fourniture d'énergie.



# Tarifs nouveaux et dynamiques : tarifs dynamiques (1)

- **Définition possible** des tarifs dynamiques
- **Conditions**
  - *Smart meter*
  - Systèmes de commande et de réglage intelligents pour tirer profit de la flexibilité

## Tarifs d'utilisation du réseau dynamiques

- **Exemples**
  - Prix de l'utilisation du réseau dépendant de la charge du réseau
  - Dédommagement pour toute utilisation du réseau évitée
- En principe **admis**



# Tarifs nouveaux et dynamiques : tarifs dynamiques (2)

## 1. Tarif basé sur les incitations (le client commande)

- De manière générale : prise en compte des art. 14, al. 3 LApEI et 18 OApEI
- Structures simples (art. 14, al. 3, let. a, LApEI) : règles (clairement) définies au préalable concernant la formation des prix ; garantir la contrôlabilité
- La variable indépendante doit se référer au réseau et être utilisable (en général, les prix du marché sont donc non autorisés)
- Principe de causalité (art. 14, al. 3, let. a, LApEI) : contribution de couverture adéquate

## 2. Indemnisation de la flexibilité (les EAE commandent)

- Base : art. 8c OApEI
- Utilisation pour que le réseau soit sûr, performant et efficace
- Rétribution reposant sur des critères objectifs, appropriés et non discriminatoires
- Rétribution séparée ou intégrée dans les tarifs d'utilisation du réseau ; à publier



## Tarifs nouveaux et dynamiques : tarifs dynamiques (3)

### Tarifs dynamiques de fourniture d'énergie

- **Exemple** : Les prix de l'électricité dépendent entre autres également des prix d'achat (parfois à court terme)
- L'EICom considère de tels tarifs comme en principe conformes au droit de l'approvisionnement en électricité.
- **Conditions**
  - En principe uniquement un tarif optionnel que tout le monde peut choisir
  - Règles transparentes, claires et compréhensibles pour le consommateur final
  - Possibilité de vérifier la mise en œuvre (contrôles possibles)
  - Respect de l'art. 6, al. 5 LApEI et de l'art. 4, al. 1 OApEI



## Tarifs nouveaux et dynamiques : « tarifs d'utilisation locale du réseau »

- **Exemple** : projet avec des producteurs et des clients locaux
- Questions
  - Existe-t-il un **regroupement dans le cadre de la consommation propre** ?
  - Le **réseau de distribution** est-il **utilisé**?
- Dans la mesure où le réseau de distribution est utilisé,
  - la **rémunération pour l'utilisation du réseau et les prestations et redevances fournies aux collectivités publiques** est **perçue**,
  - les coûts de **tous les niveaux de réseau** doivent être **inclus dans les tarifs d'utilisation du réseau**, même s'il est prouvé que l'électricité ne circule que localement.



- Tarification et séparation des activités
  - Tarifs nouveaux et dynamiques
  - Batterie virtuelle
  - Séparation des activités  
(le magazine clientèle comme illustration de la problématique)



## Batteries virtuelles – Définition (modèle type)

- **Produit** mis à disposition du **prosommateur**
- En règle générale, il n'y a **pas de stockage physique** de l'électricité.
- La batterie virtuelle est une **construction comptable** (une sorte de compte) qui permet de différer le soutirage de sa production.
- Le **surplus de production injecté dans le réseau** n'est pas rétribué mais crédité dans la batterie virtuelle.
- En cas de sous-production, le **soutirage** se fait à partir du réseau, mais dans un premier temps arithmétiquement à partir de la batterie virtuelle.
- **Compensation** Injection / soutirage à l'issue de la période comptable.
- **Tarifs spéciaux** pour batterie virtuelle : en partie dans les tarifs d'utilisation du réseau, en partie dans les tarifs de fourniture d'énergie.



## Batterie virtuelle – RUR spéciales

- Une RUR est due pour ce soutirage car il ne s'agit pas là d'autoconsommation, le réseau étant utilisé.
- Un tarif spécial d'utilisation du réseau pour les batteries virtuelles est contraire au principe de causalité.
  - Un prosommateur doit assumer de manière **tendancielle** des **coûts plus élevés par kWh soutiré** qu'un consommateur final normal
  - Un prosommateur sous contrat de batterie virtuelle n'a **pas de profil de soutirage différent** de celui des autres prosommateurs (art. 14, al. 3, let. c, LApEI et art. 18, al. 2, OApEI)
  - D'éventuels **futurs coûts de réseau incertains et indéfinis** ne permettent pas de justifier des tarifs d'utilisation du réseau divergents



## Batterie virtuelle – tarif de fourniture d'énergie spéciaux

- **Le soutirage effectué par le prosummateur lié par un contrat de batterie virtuelle ne relève pas du droit privé.**
    - Flux physiques réels
    - Pas d'accès au réseau
    - Prescriptions aux art. 6 LApEI et art. 15 LEne
    - Le tarif de l'électricité en matière d'approvisionnement de base est fixé par la LApEI et règlementé par l'EICom (ATF 144 III 111, pp 113 s).
- ⇒ **Batterie virtuelle doit rentrer dans le cadre de l'article 6 LApEI.**



## Batterie virtuelle – tarif de fourniture d'énergie spéciaux

- **Conformité des tarifs spéciaux de fourniture d'énergie pour les prosommateurs avec batterie virtuelle selon art. 6 LApEI**
  - « Le fait que les **consommateurs finaux captifs puissent le cas échéant injecter de l'énergie ne doit pas être pris en compte** dans la fixation de la composante concernant la fourniture d'énergie. »  
(art. 6, al. 4, 3<sup>e</sup> phr., LApEI)
  - « Les GRD fixent dans leur zone de desserte un **tarif uniforme** pour les consommateurs captifs raccordés au **même NT** et présentant les mêmes **caractéristiques de consommation**. » (art. 6, al. 3, 1<sup>ère</sup> phr., LApEI)

Caractéristique de consommation ≠ profil de soutirage

⇒ **Interdiction des tarifs de l'énergie spéciaux pour batteries virtuelles**



## Batterie virtuelles – Autres questions d'ordre juridique

- **Séparation des activités** (art. 10, LApEI)
  - L'élaboration de l'offre et sa commercialisation ciblée ne peuvent pas se fonder sur des informations obtenues dans le cadre de l'exploitation des réseaux (art. 10, al. 2, LApEI)
  - Séparation financière de l'exploitation du réseau (art. 10, al. 3, LApEI)
  - Pas de subventions croisées (art. 10, al. 1, LApEI)
- **Transparence** en cas de tarif de stockage distinct : coûts à ventiler entre la RUR et le tarif de fourniture de l'énergie (art. 6, al. 3, 2<sup>e</sup> phr. et art. 12, al. 2, LApEI)



# Aperçu des tarifs nouveaux/dynamiques et conformité à la législation

Tarifs d'utilisation du réseau	Tarifs de l'énergie
Tarifs optionnels*	-
Tarifs forfaitaires	Tarifs forfaitaires*
Tarifs dynamiques*/ Utilisation du réseau évitée*	Tarifs dynamiques*
« Tarifs d'utilisation locale du réseau »	-
Batterie virtuelle	Batterie virtuelle

\* admis pour autant que les conditions-cadres légales soient respectées.



- Tarification et séparation des activités
  - Tarifs nouveaux et dynamiques
  - Batterie virtuelle

– Séparation des activités  
(le magazine clientèle comme illustration de la problématique)



- **Sujet d'une importance croissante**
- **Base légale relative à la séparation au niveau 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 entreprises d'approvisionnement en électricité. » (art. 10, al. 2, LApEI)
- **Base légale relative à l'interdiction des subventions croisées**  
« Les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites. » (art. 10, al. 1, 2<sup>e</sup> phr., LApEI)
- **Disposition pénale** (art. 29, al. 1, let. b, LApEI) :  
séparation comptable faisant défaut ou erronée du secteur réseau des autres secteurs ; utilisation pour d'autres secteurs d'activité d'informations [économiquement sensibles] obtenues dans le cadre de l'exploitation du réseau



## Séparation des activités (le magazine clientèle comme illustration de la problématique) - Contenu

- **Contenu du magazine clientèle (en lien avec les données d'adresses) – séparation de l'information :**
  - Le contenu du magazine clientèle doit se limiter à aborder des sujets en lien avec le réseau ou l'approvisionnement de base dans la mesure où des données d'adresses provenant de l'exploitation du réseau ou dudit approvisionnement sont utilisées.
  - Si une EAE entend aborder d'autres domaines (comme la technique du bâtiment) dans son magazine, il doit acquérir des coordonnées à l'externe.
  - Des publicités ne peuvent apparaître dans le magazine clientèle que si les coordonnées ont été acquises à l'externe.



## Séparation des activités (le magazine clientèle comme illustration de la problématique) - Coûts

- **Imputation des coûts générés par le magazine clientèle – Interdiction des subventions croisées**
  - Les coûts du magazine clientèle peuvent en principe être affectés aussi bien au **secteur du réseau** qu'à l'**approvisionnement de base en énergie**. Cependant :
  - Les coûts de **distribution** du magazine clientèle **hors de la zone d'approvisionnement** ne peuvent **pas être pris en compte**.
  - Les **coûts** du magazine clientèle et de sa distribution doivent être **ventilés** selon une **clé de répartition adéquate** (en fonction du volume des contributions), en particulier également sur les secteurs externes à l'exploitation du réseau et à l'approvisionnement de base en énergie. (cf. art. 7, al. 5, OApEI).
  - D'éventuelles **recettes** publicitaires devraient être **imputées** aux différents secteurs conformément à la **répartition des coûts**.



# Tour de table consacré au sujet

---



# Agenda

---

- Nouveautés dans les fichiers de comptabilité analytique
  - Énergie
  - Système de mesure



### Mesures de soutien pour la production d'électricité en Suisse

- Encouragement de la grande hydraulique suisse [depuis 2018]
  - **Prime de marché** selon art. 30 LEnE
  - Droit de tenir compte des **coûts de revient dans l'approvisionnement de base** selon l'art. 31 LEnE
  - Déduction de l'approvisionnement de base selon art. 91, al. 2, OEneR
- Stratégie Réseaux électriques – **art. 6, al. 5<sup>bis</sup>**, LApEI [dès 2019]
  - L'électricité issue d'énergies renouvelables peut être facturée aux coûts de revient dans l'approvisionnement de base.
  - Les bénéfices réalisés en raison du libre accès au réseau se répercutent moins dans les tarifs de l'approvisionnement de base.

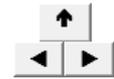
Ces mesures impliquent de déroger à la méthode basée sur le prix moyen.  
Tendance à un surcroît de charges pour les consommateurs finaux captifs

# Nouveautés dans la comptabilité analytique – Énergie (2)



## Calcul des tarifs 2020

Données de l'entreprise | Infrastructure | Coûts du réseau | Revenus du réseau | **Energie** | Transfert des données



### 1 ? Calcul

#### Différence de couverture 2018 de l'énergie

Formulaire 5.1;

- 1. Diff. couverture énergie
- 2. Approvisionnement
- 3. Revenus énergie
- 4. Grande hydraulique

Calcul de l'année tarifaire

Facturez-vous des coûts de l'énergie à vos clients dans l'approvisionnement de base selon l'art. 31 LEne (prime de marché et approvisionnement de base)?

### 2 ? Période de référence des différences de couverture de l'énergie

de

au

Quel taux d'intérêt (WACC) avez-vous utilisé pour la rémunération des vos installations de production?

### 3 ? Chiffre d'affaires de la fourniture d'énergie

#### Prix de revient effectif 2018

Chiffre d'affaires de la fourniture d'énergie	Période de calcul:		au		
	Chiffre d'affaires total [CHF]	dont pour clients en approvisionnement de base [CHF]	Livraisons en MWh	dont pour clients en approvisionnement de base [MWh]	Part des clients en approvisionnement de base [%]
Chiffre d'affaires de la fourniture d'énergie (sans pertes de réseau)			0	0	

#### Prix de revient

Prix de revient de la fourniture d'énergie	Coûts en CHF	dont pour clients en approvisionnement de base [CHF]	Livraisons en MWh	dont pour clients en approvisionnement de base [MWh]	Part des MWh livrés [%]
4 ? Production propre					
- dont grandes installations hydroélectriques					
5 ? Achat (v.c. énergie d'ajustement), sans attestations d'origine					
6 ? Achat attestations d'origine					
7 ? - Pertes de réseau propre					
<b>Total des coûts d'approvisionnement moins pertes réseau</b>	0	0	0	0	

## Nouveautés dans la comptabilité analytique – Énergie (3)

### Facturez-vous des coûts de l'énergie à vos clients dans l'approvisionnement de base selon l'art. 31 LEné ?

- NON** GRD sans production propre issue de la grande hydraulique
- Modifications marginales dans la déclaration des coûts à l'EICom
  - **Nouveau** : **garantie d'origine (GO)** et **WACC production** (F5.1 et F5.2)
  - Tenir compte de l'art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI dans la tarification interne

- OUI** GRD avec production issue de la grande hydraulique, tarification selon l'art. 31 LEné
- **GO, WACC de la production**, art. 6, al. 5<sup>bis</sup>, LApEI
  - **Nouveau** : ligne suppl. pour la **grande hydraulique** (F5.1 et F5.2)
  - **Nouveau** : **formulaire 5.4** « Données Grande hydraulique »  
Données détaillées sur les quantités et les coûts de chaque centrale

Obligation de déclaration accrue, si l'électricité issue de la grande hydraulique est incorporée aux tarifs selon l'art. 31 LEné.

Sinon uniquement **modifications marginales** dans la comptabilité analytique.



# Nouveautés dans la comptabilité analytique – Énergie (4)

Calcul des tarifs 2020



- 1. Diff. couverture énergie
- 2. Approvisionnement
- 3. Revenus énergie
- 4. Grande hydraulique

**Données Grande hydraulique**  
Formulaire 5.4;

Calcul de l'année tarifaire

2018

Facturez-vous des coûts de l'énergie à vos clients dans l'approvisionnement de base selon l'art. 31 LEne (prime de marché et approvisionnement de base)?

Combien de grandes installations hydroélectriques avez-vous utilisées pour allouer de l'énergie de manière prioritaire aux clients finaux de l'approvisionnement de base selon l'art. 31 LEne?

Appliquer la structure ▶

1 ? Déduction de l'approvisionnement de base selon art. 91 al. 2 OEnEr:  
Autres énergies renouvelables incluses dans le soutirage pour l'approvisionnement de base

MWh

CHF

(Ajouter une installation)

Les informations suivantes concerne la production propre ainsi que la part de production des centrales partenaires (Grande hydraulique: Puissance > 10 MW) pour l'année tarifaire 2018.

Nom de la centrale électrique		Somme						Remarques
Type de centrale électrique	Type	Veillez choisir						
Dernière rénovation majeure	Date				0	0	0	
Part de la propriété	Pourcentage				0.0%	0.0%	0.0%	
Période de l'exercice		Veillez choisir						

Quantité annuelle d'énergie produite en 2018	MWh	0				0	0	0	
Quantité annuelle d'énergie du GRD	MWh	0				0	0	0	
- dont pour clients finaux en approvisionnement de bas	MWh	0				0	0	0	
Puissance moyenne brute	MW	0				0	0	0	

Part quantité annuelle énergie GRD pour l'approvisionnement de base Pourcentage  
Part quantité annuelle énergie GRD par rapport à la quantité d'énergie produite annuellement Pourcentage

2 ? Relevé des frais des gestionnaires de réseau de distribution :

Charges GRD	CHF	0				0	0	0	
J. Déduction frais financiers, dividendes et profits	CHF	0				0	0	0	
Intérêts théoriques (WACC sur les immobilisations)	CHF	0				0	0	0	
Coûts totaux GRD	CHF	0	0	0	0	0	0	0	
- dont pour clients finaux en approvisionnement de bas	CHF	0				0	0	0	

Part des coûts dans l'approvisionnement de base Pourcent

Valeurs résiduelles des installations	CHF	0				0	0	0	
Taux d'intérêt théorique employé	Pourcentage					0.0%	0.0%	0.0%	



## Importance des documents de la branche

### Principe de subsidiarité

- Base légale documents de la branche : art. 3, al. 2, LApEI, art. 3, al. 1, et art. 27, al. 4, OApEI

### Aucun transfert de compétences législatives

- Aucune compétence législative ou de type réglementaire

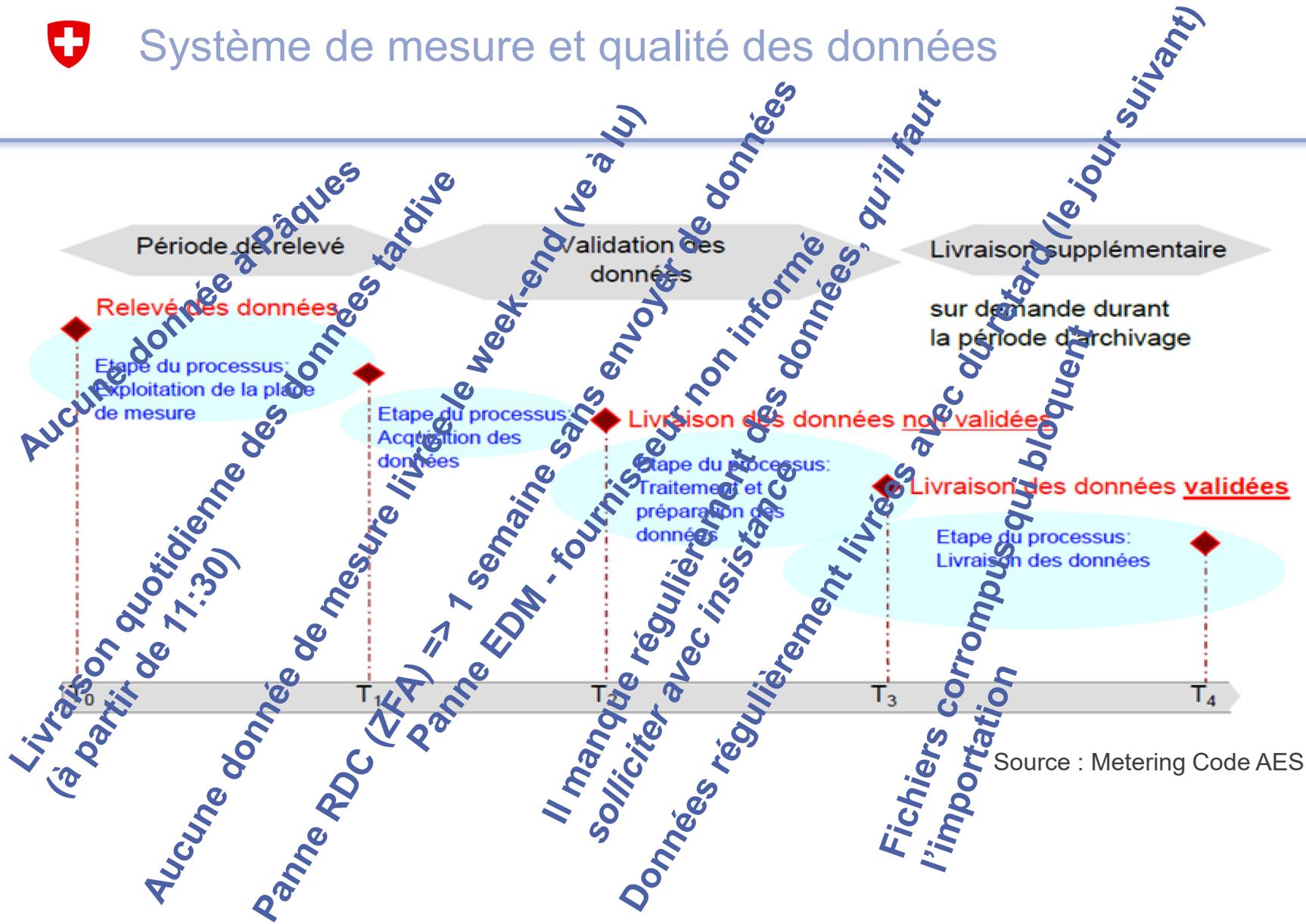
*Cf. Communication du 1.02.2010 de l'ElCom : « Nature juridique des directives et documents de la branche »*

- Par ailleurs, malgré l'absence de caractère souverain, il faut tenir compte pour chaque cas concret des documents de la branche de l'AES, dans la mesure où les dispositions qu'ils contiennent sont en lien avec la législation relative à l'approvisionnement en électricité et s'avèrent adéquates.

*Cf. « Tribunal administratif fédéral arrêt A-2876/2010; consid. 5.3.3.3 »*



# Système de mesure et qualité des données



Source : Metering Code AES



# Système de mesure Metering Code → acomptes

Directive 1/2014 de l'ElCom « Facturation transparente et comparable » les points de mesure (Metering Code) doivent figurer sur toutes les factures (y c. les acomptes).

## Acompte 1

Désignation  
du point de  
mesure  
CHXXXXX0123450...

## Acompte 2 (X)

Désignation  
du point de  
mesure  
CHXXXXX0123452...

## Facture finale

Désignation  
du point de  
mesure  
CHXXXXX0123454...



## Système de mesure, art. 31e, al. 4, 2<sup>e</sup> phrase OApEI

Suppression de l'art. 31e, al. 4, 2<sup>e</sup> phrase, OApEI, adoptée par le CF le 3 avril 2019. En conséquence :

- Les coûts des dispositifs de mesure de la courbe de charge installés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018 ne sont plus facturés aux consommateurs finaux avec accès au réseau et aux producteurs selon l'art. 8, al. 5, OApEI (ancien droit).

Ainsi :

- Les producteurs n'assument plus ces coûts.
- Les consommateurs finaux avec accès au réseau s'acquittent de ces coûts uniquement dans le cadre du tarif global d'utilisation du réseau.

# Système de mesure, formulaire 3.3, pos. 500, calcul des coûts

- «Smart meter»,
- Mesures de la courbe de charge avec télérelevé et traitement des données non conformes aux art. 8a et 8b OApEI et utilisés jusqu'au 1.1.2018 (cf. art. 31e, al. 3, OApEI)

«Smart meter», selon art. 8a et 8b OApEI

Tous les autres dispositifs de mesure

~~Mesures de la courbe de charge avec télérelevé et traitement des données selon ancien art. 8, al. 5 (art. 31e, al. 4, OApEI)~~

Y c. commandes centralisées (cf. explic. consultation sur les dispositions d'exécution de la nouvelle loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie, nov. 17, p. 12, (art. 16) et p.14)

## Formulaire 3.3 calcul des coûts

<b>500</b>	<b>Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage</b>
<b>510</b>	<b>Coûts des systèmes de mesure intelligents</b>
510.1	Amortissements théoriques
510.2	Intérêts théoriques
510.3	Prestations de mesure
510.4	Autres coûts
<b>520</b>	<b>Coûts des autres systèmes de mesure et d'information</b>
520.1	Amortissements théoriques
520.2	Intérêts théoriques
520.3	Prestations de mesure
520.4	Autres coûts
<b>530</b>	<b>Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents</b>
530.1	Amortissements théoriques
530.2	Intérêts théoriques
530.3	Rétribution au consommateur final et au producteur
530.4	Autres coûts



- Rapport sur la cybersécurité
  - Bases
  - Sondage
  - Principaux résultats
  - Conclusions
  - Position de l'EICom



- Rapport sur la cybersécurité

- Bases

- Sondage

- Principaux résultats

- Conclusions

- Position de l'EICom



### Bases légales

- Art. 8, al. 1, let. a, LApEI : Les gestionnaires de réseau doivent pourvoir à un réseau sûr, performant et efficace.
- Art. 6, al. 1, LApEI : Les gestionnaires d'un réseau de distribution prennent les mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs captifs et aux autres consommateurs finaux de leur zone de desserte qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables.
- Art. 7, al. 1, LEne : Un approvisionnement énergétique sûr implique également la protection des infrastructures critiques, y compris celle des techniques d'information et de communication qui y sont liées.
- Art. 22, al. 3, LApEI : il incombe à l'EICom de surveiller l'évolution des marchés de l'électricité en vue d'assurer un approvisionnement sûr et abordable dans toutes les régions du pays.



### Sécurité de l'approvisionnement

- garantie lorsque la quantité voulue d'énergie est en tout temps disponible dans la qualité requise et à des tarifs adéquats dans l'ensemble du réseau électrique
- Objectif des mesures de cybersécurité :
  - Garantie concernant la livraison aux clients en aval et aux clients finaux
  - Stabilité du système suisse non compromise

Mesures de cybersécurité centrées sur la technologie opérationnelle (OT)



- Rapport sur la cybersécurité
  - Bases
  - Sondage
  - Principaux résultats
  - Conclusions
  - Position de l'EICom



# Sondage (1/3)

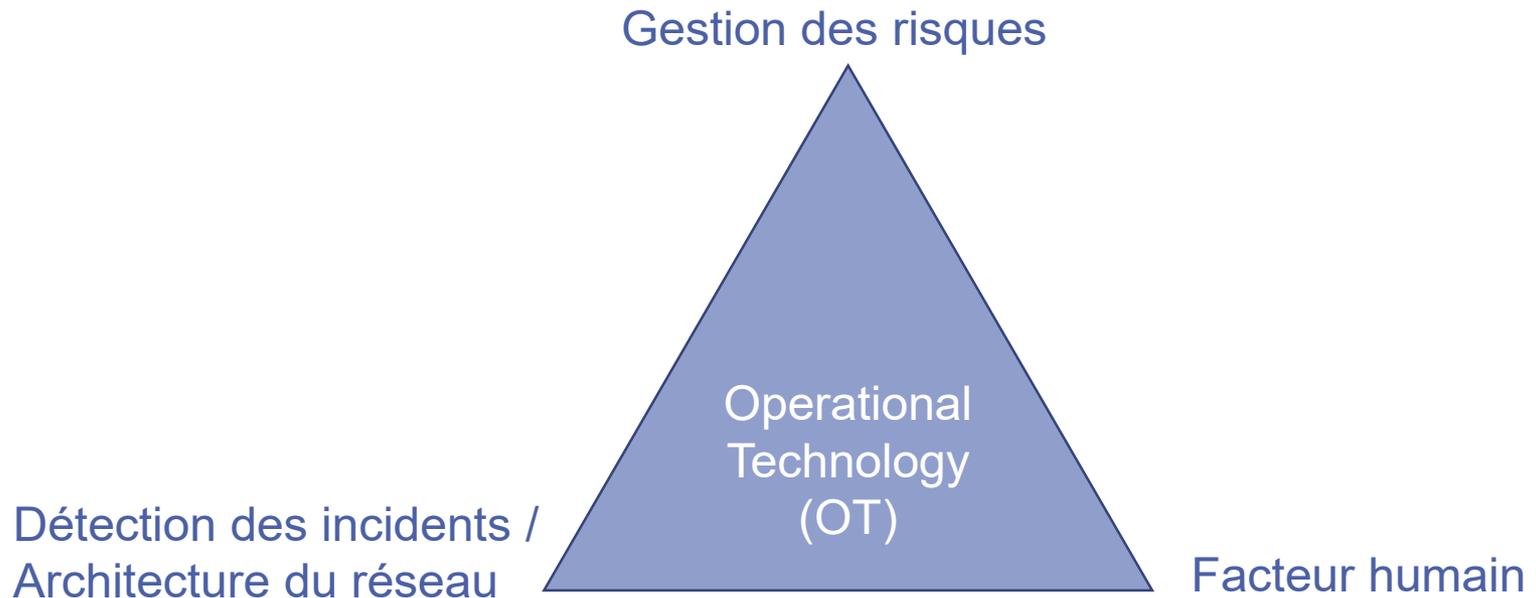
---

## Objectif du sondage

- Vue d'ensemble des questions ayant trait à l'organisation et des questions techniques de base
- Planification de la suite de la procédure de l'ElCom



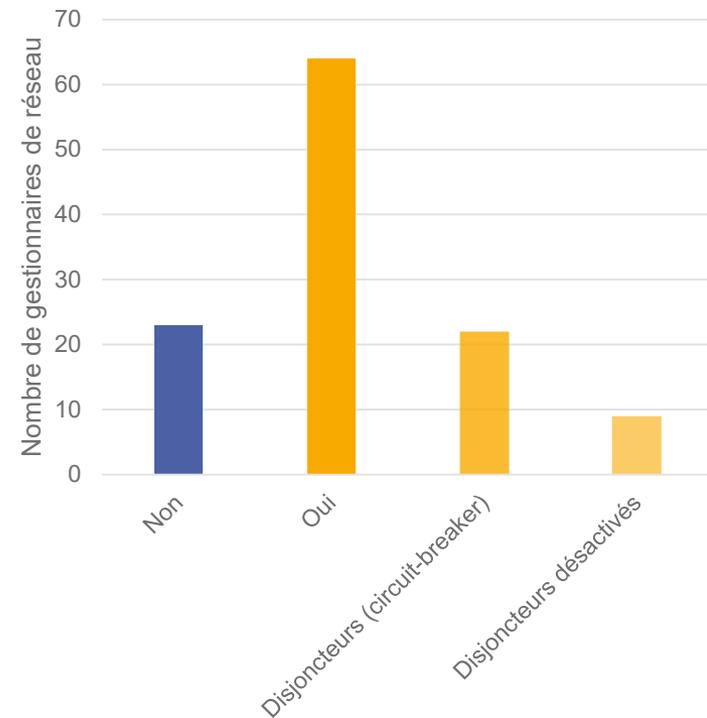
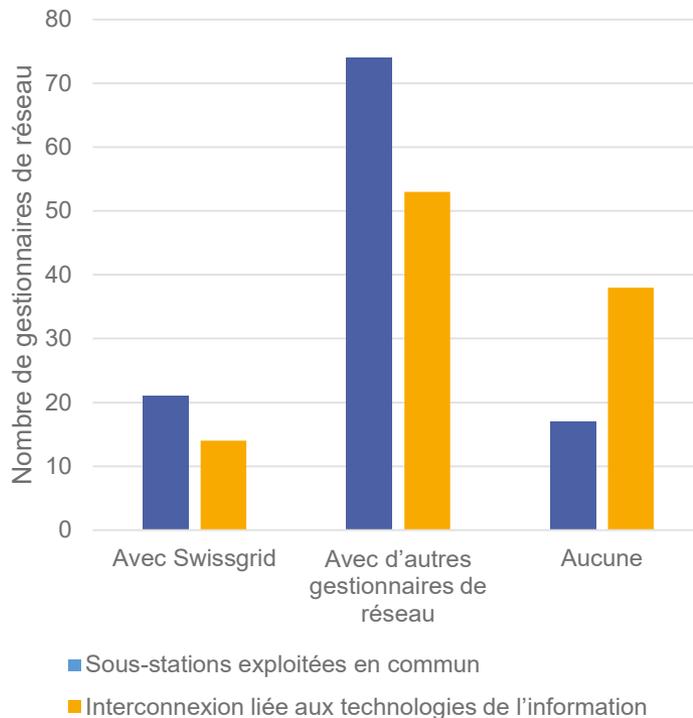
## Éléments clés du sondage





## Sondage (3/3)

- Environ 89 % de l'énergie → fournie par les 92 gestionnaires de réseau les plus importants (sur un total de 650)
- Gestionnaires de réseau NR1 – 4 questions supplémentaires
- Connexion élevée (PIA, sous-stations exploitées en commun, smart meter)



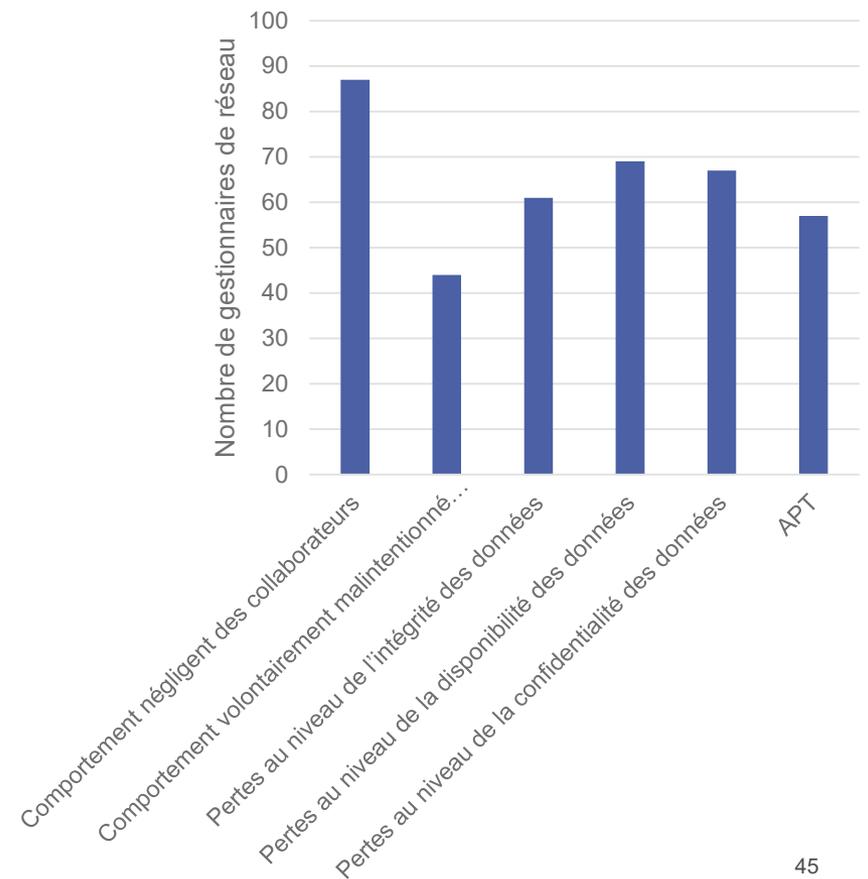
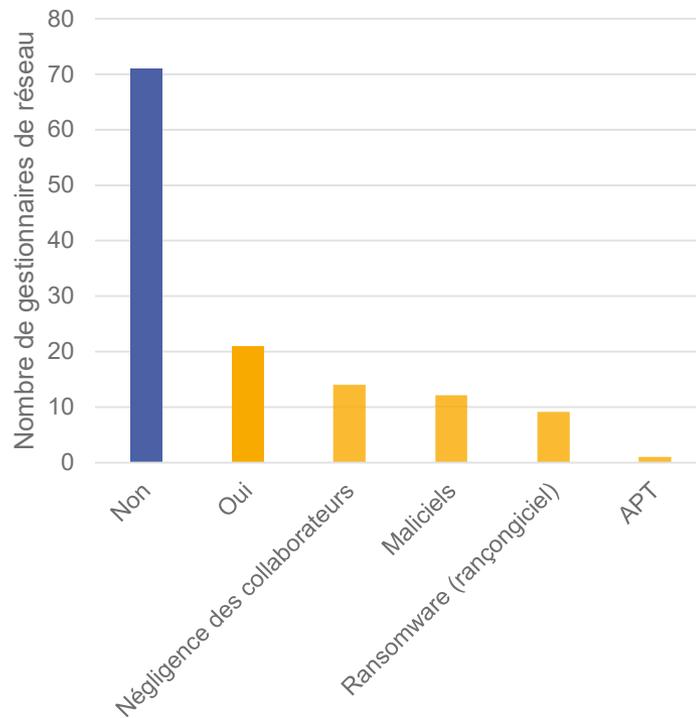


- Rapport sur la cybersécurité
  - Bases
  - Sondage
  - Principaux résultats
  - Conclusions
  - Position de l'EICom



## Principaux résultats (1/7)

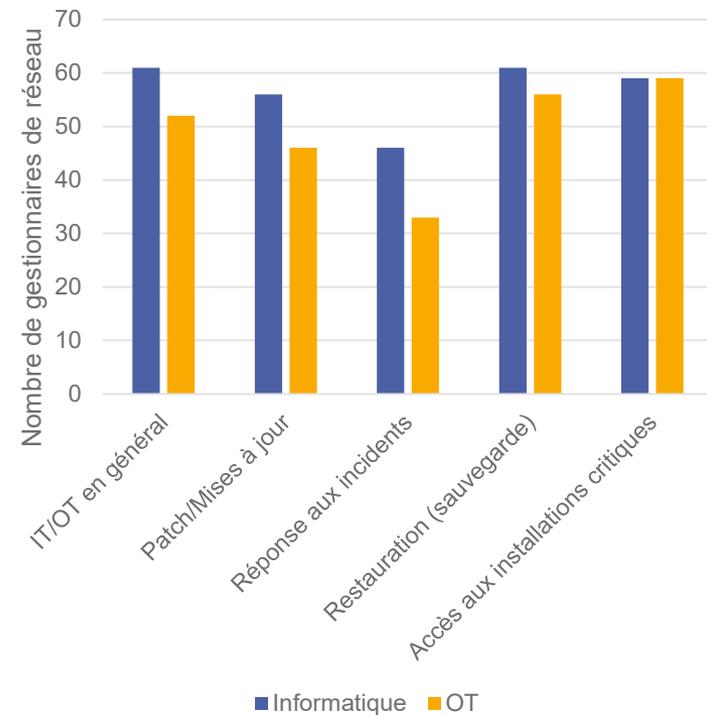
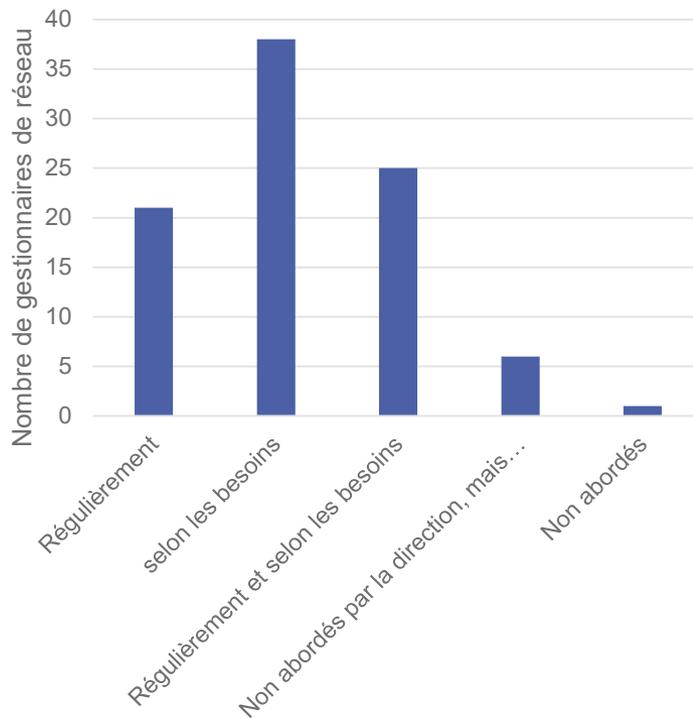
- Gestion des risques
  - Quelques 20 gestionnaires de réseau concernés en 2017 par des cyberincidents
  - Divulcation intentionnelle d'informations d'initiés peu mentionnée





## Principaux résultats (2/7)

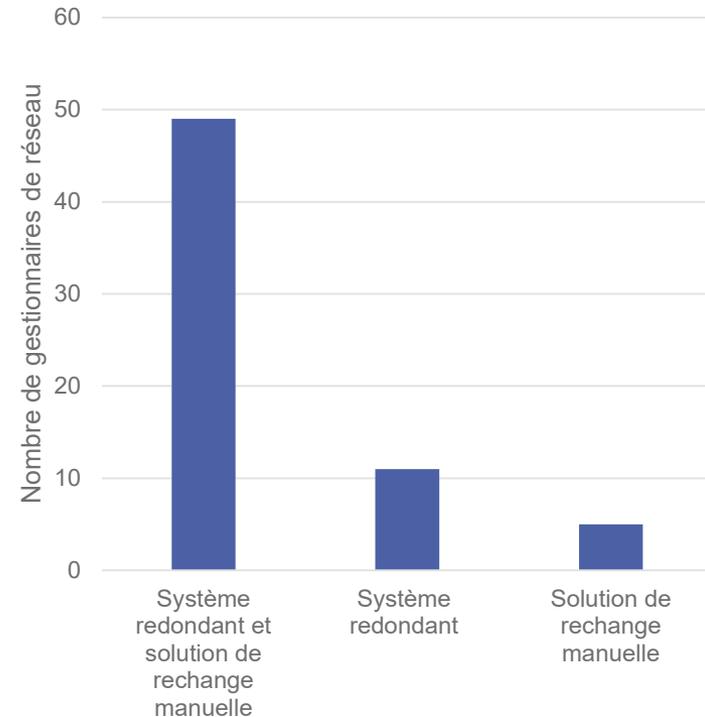
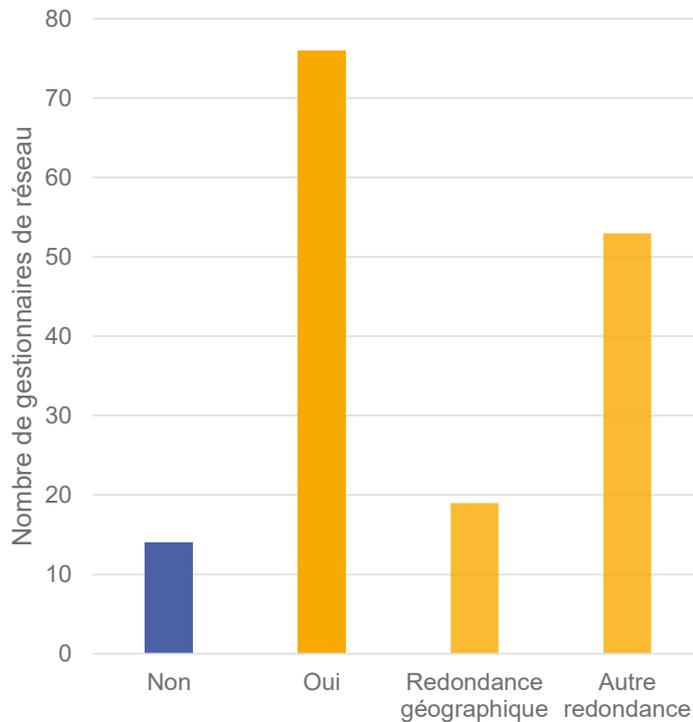
- Gestion des risques
  - Thème dont la direction est consciente
  - Aucune directive à ce propos chez une vingtaine de gestionnaires de réseau
  - OT peu prise en compte dans les directives liées à la sécurité





## Principaux résultats (3/7)

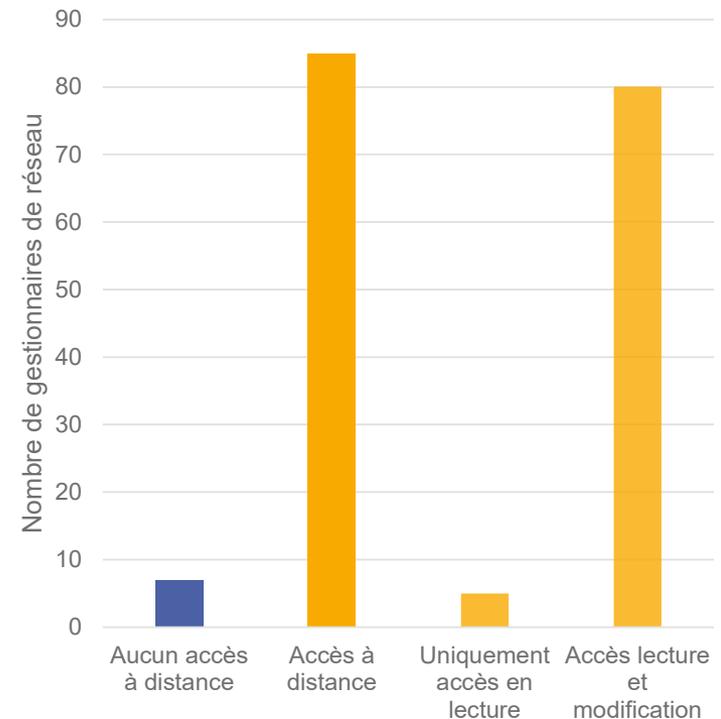
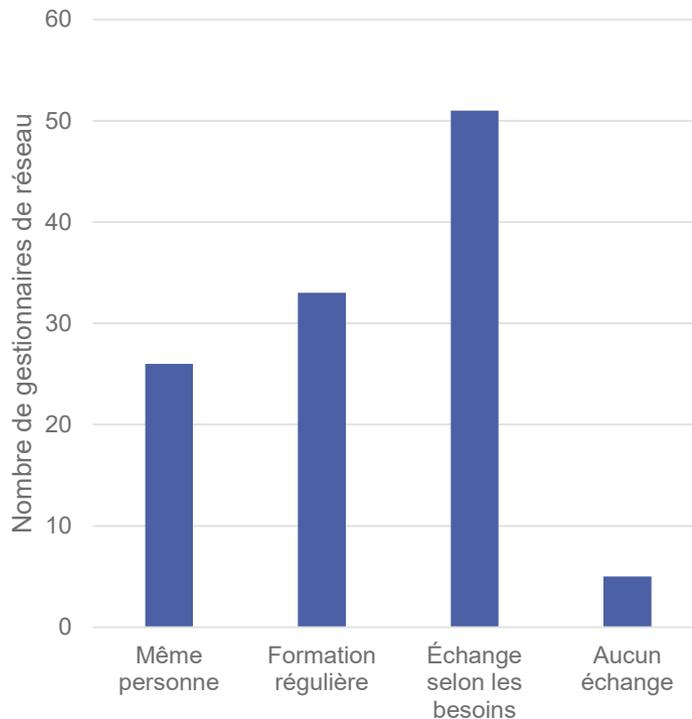
- Gestion des risques
  - Aucune redondance au niveau du poste de conduite chez 14 gestionnaires de réseau
  - Fourniture assurée par des systèmes redondants





## Principaux résultats (4/7)

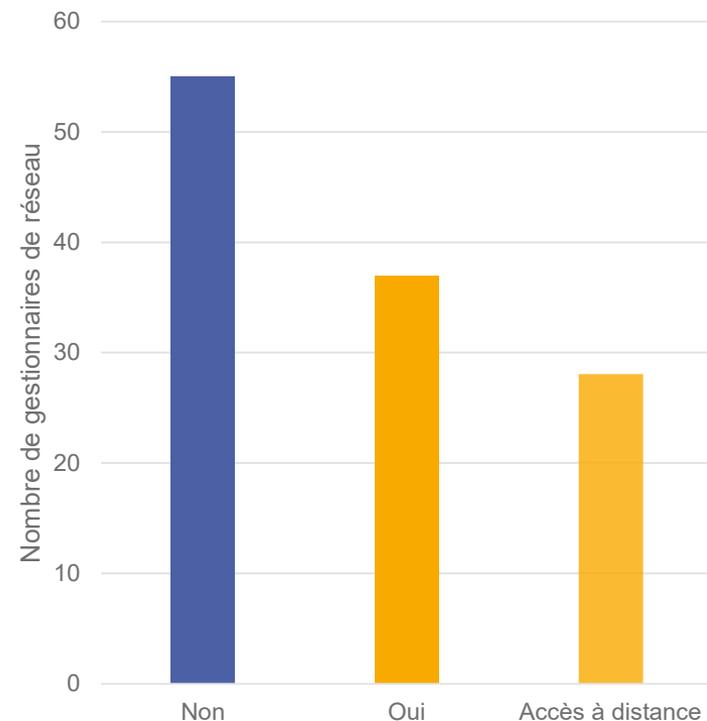
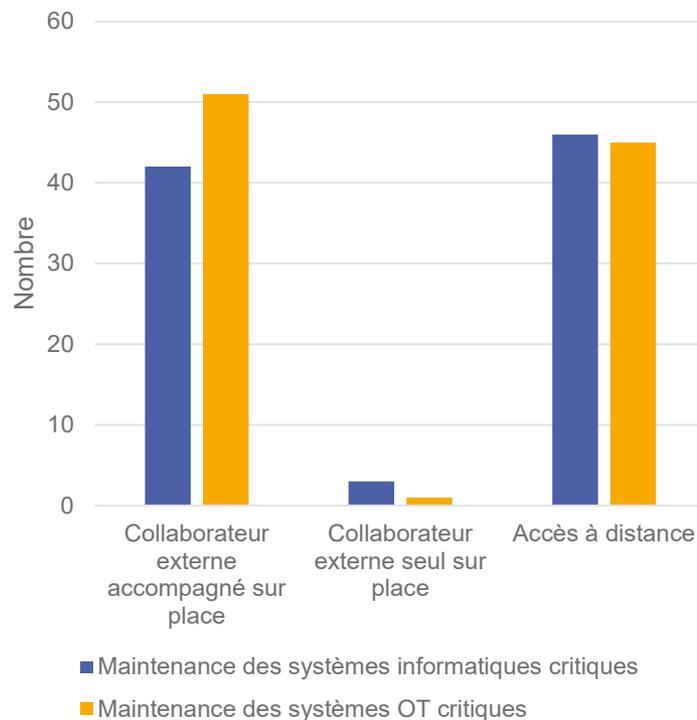
- Facteur humain / fournisseurs de prestations externes
  - Échange IT/OT souvent selon les besoins
  - Souvent l'accès à distance aux applications critiques est autorisé





## Principaux résultats (5/7)

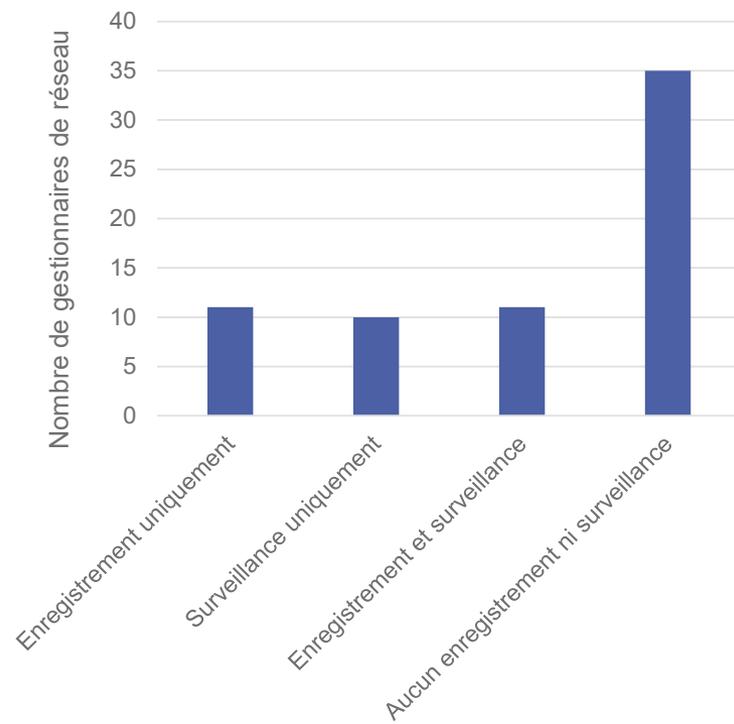
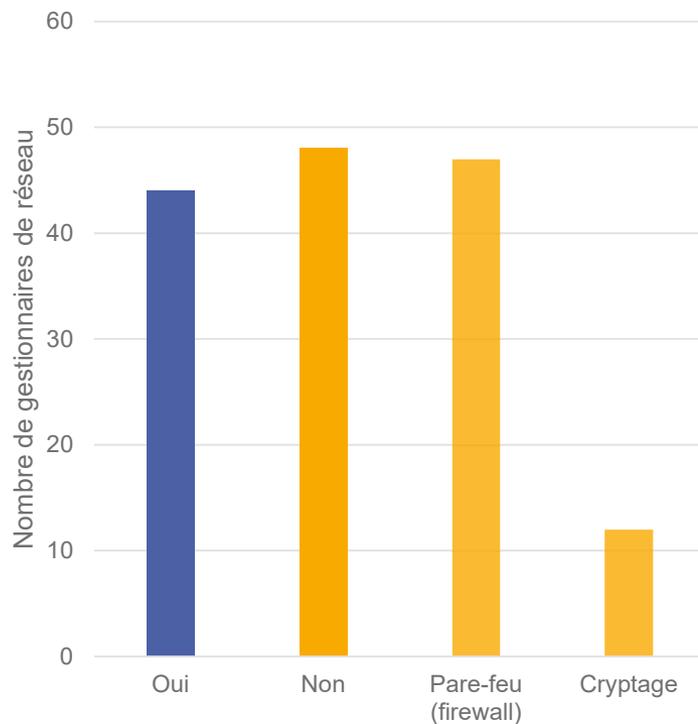
- Facteur humain / fournisseurs de prestations externes
  - Le prestataire externe est le plus souvent accompagné et dispose souvent d'un accès à distance
  - Souvent accès à distance lorsque l'informatique est externalisée





## Principaux résultats (6/7)

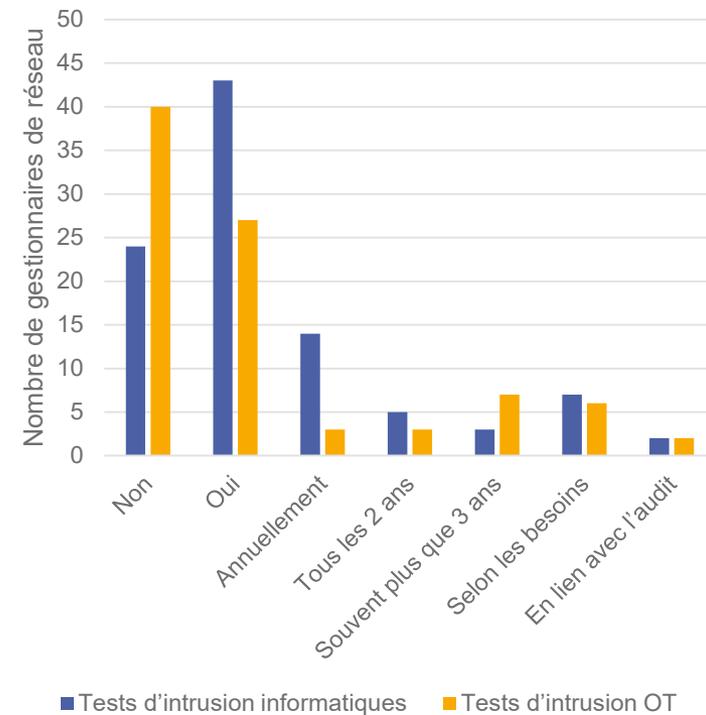
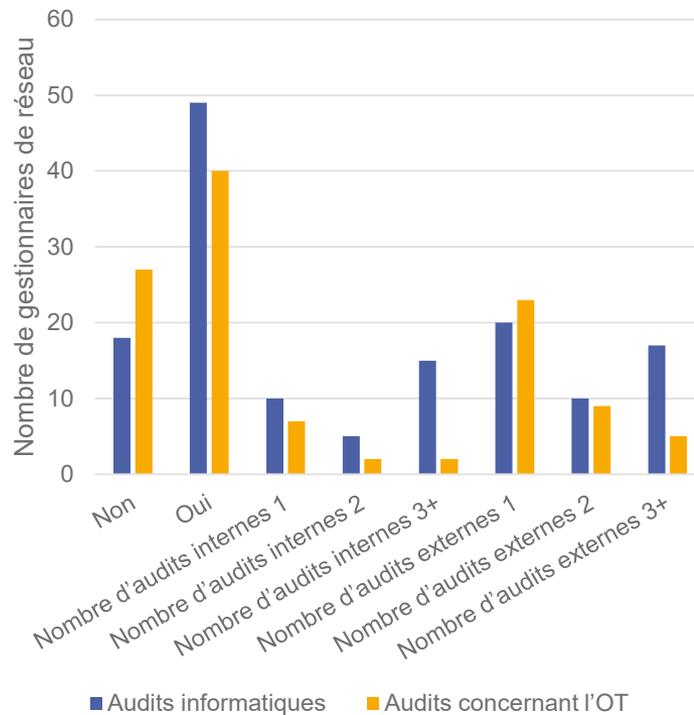
- Architecture du réseau / Détection
  - Séparation IT / OT faible
  - Souvent aucune surveillance du trafic sur le réseau OT





## Principaux résultats (7/7)

- Audit / Test d'intrusion
  - Audit (au cours des cinq dernières années) et test d'intrusion fréquents pour l'informatique
  - Audits concernant l'OT menés plutôt par des prestataires externes





# Agenda

---

- Rapport sur la cybersécurité
  - Bases
  - Sondage
  - Principaux résultats
  - Conclusions
  - Position de l'EICom



## Conclusions (1/2)

- La cybersécurité bénéficie de l'attention nécessaire
- L'EiCom constate qu'il faut agir concernant l'élaboration de directives et de mesures liées à la sécurité au niveau de l'OT (détection et gestion des incidents)
- L'EiCom constate qu'il faut agir concernant la garantie de la fourniture d'électricité en cas de cyberincident (systèmes redondants et solutions de rechange manuelles)
- Étant donné que la plupart des cyberincidents sont dus à une erreur humaine, l'EiCom considère qu'il est inacceptable de ne pas mener de programmes de formation ou de sensibilisation
- Malheureusement, il faut aussi noter qu'un petit nombre de gestionnaires de réseaux ne surveillent pas les travaux de maintenance des systèmes informatiques ou d'exploitation critiques des prestataires de services externes.



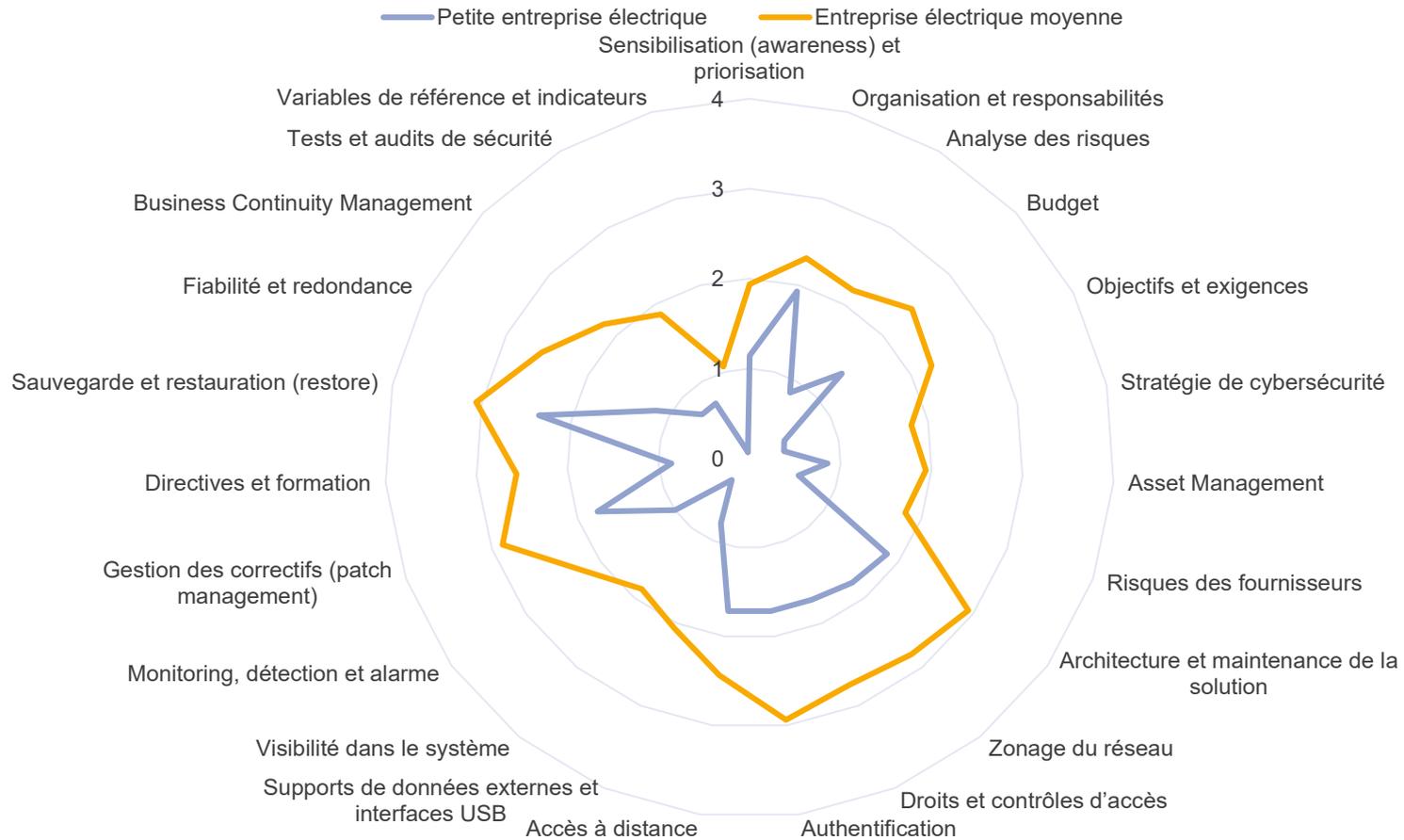
## Conclusions (2/2)

---

- Dans le cas idéal, les infrastructures OT et informatiques sont distinctes
- Si tel n'est pas le cas,
  - les connexions doivent être protégées conformément à l'état actuel de la technique ;
  - les mesures de sécurité concernant l'infrastructure OT doivent être vérifiées à l'aide d'audits et de tests d'intrusion.
- L'EICom estime que le trafic réseau de l'OT doit être surveillé (détection des cyberincidents)



# Comparaison avec l'étude d'Electrosuisse (1/2)



Source : Electrosuisse, Cybersecurity-Erhebung bei kleinen und mittleren Elektrizitätsversorgungsunternehmen 2018 (en allemand uniquement)



## Comparaison avec l'étude d'Electrosuisse (2/2)

- Asset Management incomplet.
- Prise en compte insuffisante des risques en ce qui concerne les mesures et le budget
- Accent avant tout mis sur les mesures de protection.
- La cybersécurité s'apparente souvent à avancer à l'aveugle faute de visibilité.
- Réactivité, préparation et exercices liés aux situations d'urgence insuffisants.
- Risques fournisseurs souvent inconnus ou négligés.
- Prise en compte bien trop insuffisante de l'être humain, soit du principal point faible.
- Manque d'expertise et de ressources.
- La cybersécurité n'est pas un processus dirigé.

Source : Electrosuisse, Cybersecurity-Erhebung bei kleinen und mittleren Elektrizitätsversorgungsunternehmen 2018 (en allemand uniquement)

Résultats similaires à ceux du rapport de l'EICom



- Rapport sur la cybersécurité
  - Bases
  - Sondage
  - Principaux résultats
  - Conclusions
  - Position de l'EICom



## Position de l'EICom

- L'EICom attend une mise en œuvre efficace et fondée sur les risques des documents de la branche de l'AES « ICT Continuity », « Manuel protection de base pour les technologies opérationnelles de l'approvisionnement en électricité » et « Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents » conformément au « Guide pour la protection des infrastructures critiques » de l'OFPP.
- Par ailleurs, l'EICom salue les efforts visant à créer un Computer Emergency Response Team (CERT) de la branche conformément au principe de subsidiarité.
- Les coûts des mesures de sécurité sont imputables tant qu'ils s'avèrent nécessaires (compte tenu des risques) et efficaces pour garantir la cybersécurité conformément à l'état actuel de la technique.
- « Cyber-Sicherheit 2019 – Bericht der EICom » (avec résumé en français) : <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>



- Les prix du marché de l'électricité du point de vue du régulateur
  - Marchés importants
  - Facteurs d'influence et formation des prix
  - Rapports sur les marchés à terme et spot

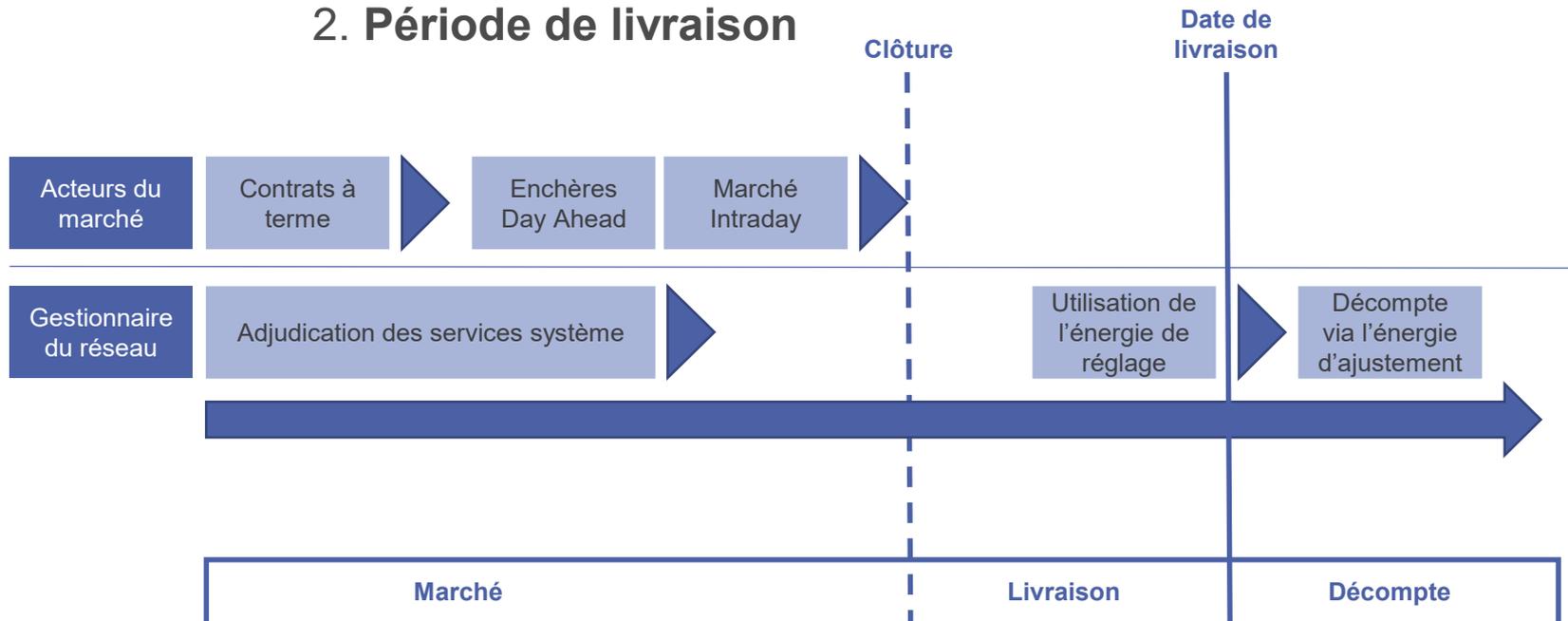


# Marchés importants

Le marché de l'électricité se divise selon deux critères :

1. **Zones de prix** : CH, DE, AT, F, IT (plusieurs zones de prix)

2. **Période de livraison**



Source: BMWi nach Frontier



# Marchés importants

Marché (selon l'échéance)	Description
Marché à terme (Futures & Forwards)	<ul style="list-style-type: none"><li>- Négocier via la bourse (EEX) ou courtier (OTC)</li><li>- Sert à couvrir des fluctuations de prix à long terme et donne la possibilité de couvrir les positions des centrales électriques sur plusieurs années à l'avance</li><li>- Négocier en continu</li><li>- Essentiellement des produits standards (Base, Peak, Offpeak) avec exécution dans le futur et périodes de fourniture standard : année, trimestre, mois, semaine, jour</li><li>- Concrétisation physique ou financière</li></ul>
Enchères Day Ahead	<ul style="list-style-type: none"><li>- Négociation à la bourse EPEX Spot</li><li>- Enchères pour le jour suivant : clôture des positions horaires sur la base de l'ordre du mérite</li><li>- Via les blocs Bids, possibilité également de négocier des blocs de plusieurs heures</li><li>- Concrétisation physique</li><li>- Sert de prix de référence principal pour les prix horaires</li></ul>



## Marchés importants

Marché (selon l'échéance)	Description
Intraday	<ul style="list-style-type: none"><li>- Négociation essentiellement à la bourse EPEX Spot</li><li>- Négoce en continu</li><li>- Permet l'optimisation à court terme avec une granularité de 15 minutes (p. ex. variations de consommation) afin d'éviter de l'énergie d'ajustement</li><li>- Produits avec fourniture le jour même ou le jour suivant avec des délais de fourniture de 60, 30 ou 15 min</li><li>- Concrétisation physique</li></ul>
Services système	<ul style="list-style-type: none"><li>- Procédure d'adjudication avec le gestionnaire de réseau</li><li>- En participant aux enchères de Swissgrid, les acteurs du marché mettent à disposition de l'énergie de réglage. Si elle est attribuée à l'issue des enchères, la puissance de production est fermement réservée et ne peut plus être vendue sur le marché.</li><li>- Produits hebdomadaires et quotidiens</li></ul>

Des contrats non standards sont conclus de manière bilatérale



- Les prix du marché de l'électricité du point de vue du régulateur
  - Marché de l'électricité : marchés importants
  - Facteurs d'influence et formation des prix
  - Rapports sur les marchés à terme et spot



# Facteurs d'influence sur le prix de l'énergie dans le marché de gros

## **Demande**

- Selon la saison et le jour de la semaine, mais relativement inélastique par rapport au prix
- La température est un facteur important
- Conjoncture économique générale
- Efficacité énergétique, effet de rebond, nouvelles utilisations (pompes à chaleur, électromobilité)

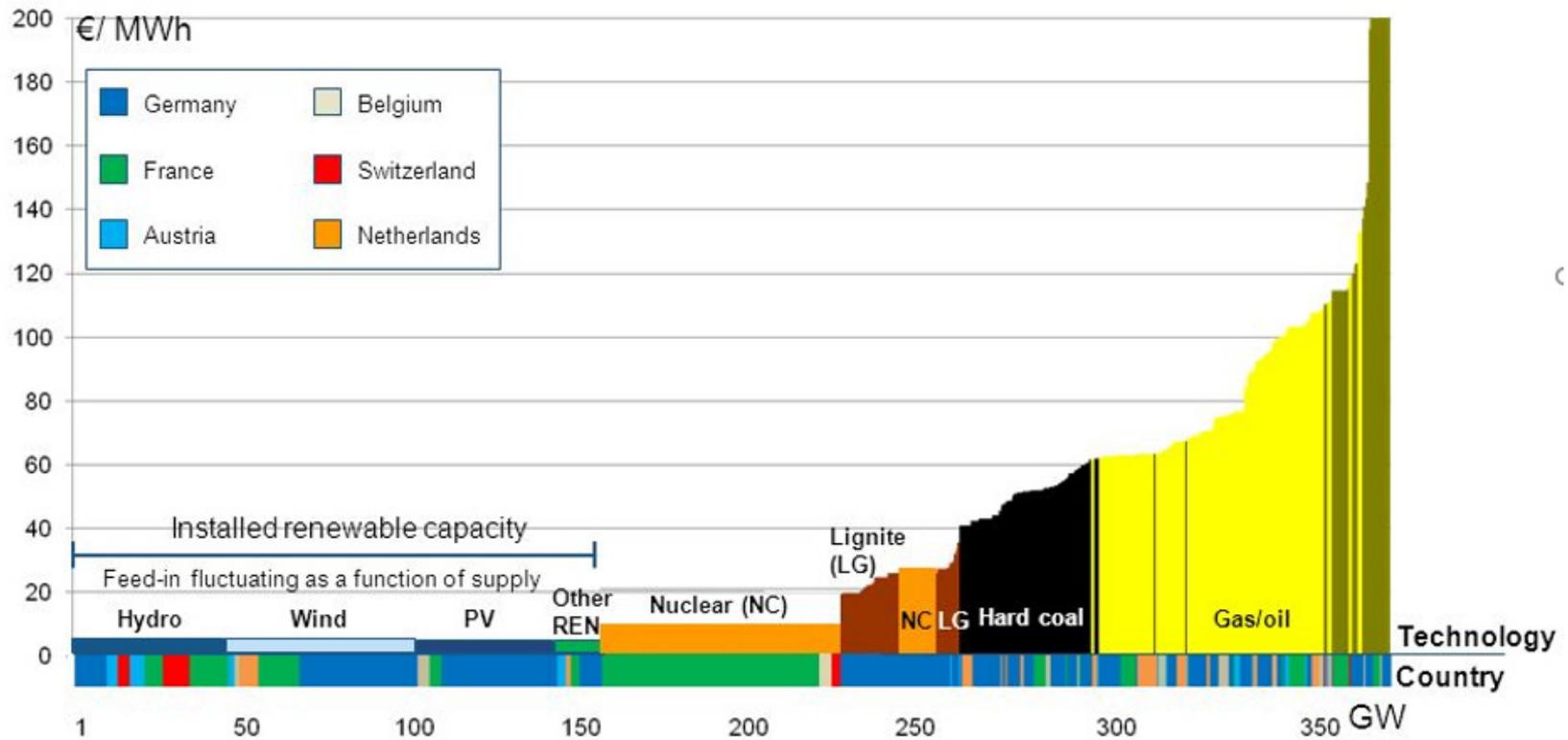
## **Offre**

- Disponibilité des centrales et prise en compte de leurs coûts marginaux
- Solaire et éolien : injection fluctuante
- Capacités et flux transfrontaliers



## Formation des prix : ordre de mérite

L'ordre de mérite détermine l'ordre dans lequel les centrales électriques doivent intervenir en fonction des coûts marginaux de production d'électricité.

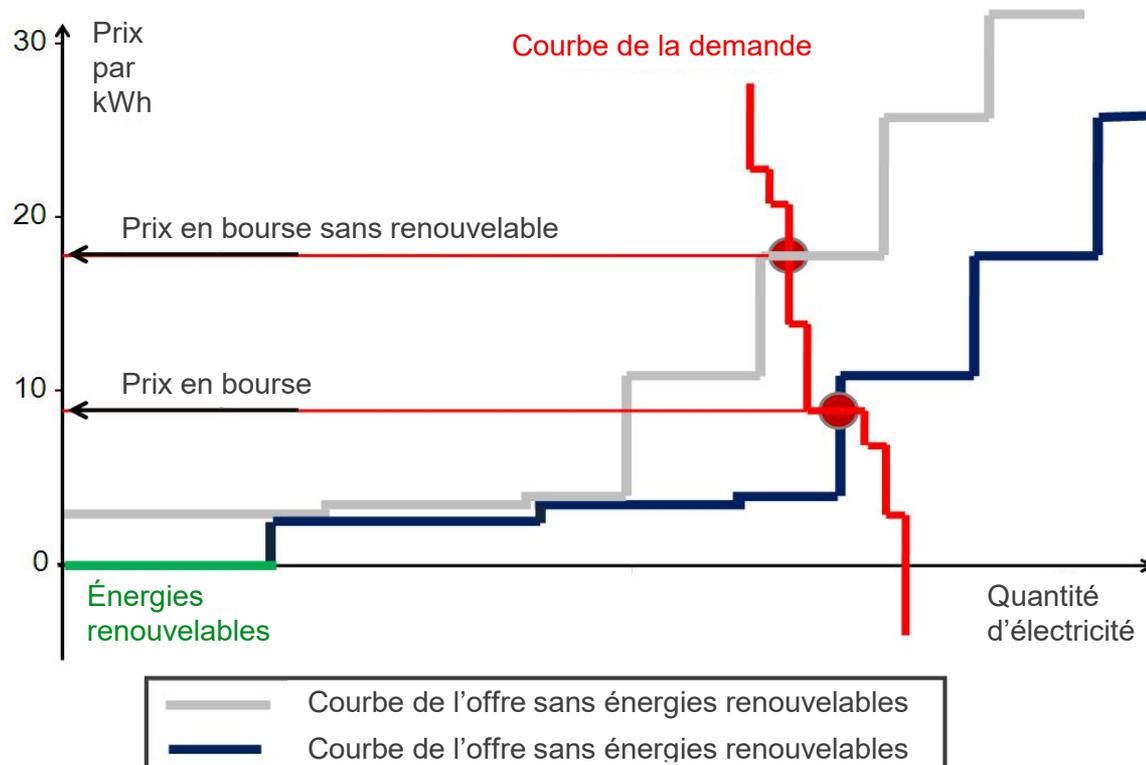


Source : Hans-Wilhelm Schiffer, Energy & Environment, Vol. 26, No. 1/2



# Formation des prix : ordre de mérite - conséquences des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables font baisser le prix de l'électricité en bourse



Sources : Solarenergie Förderverein Deutschland E.V



## Formation des prix : ordre de mérite - coûts marginaux

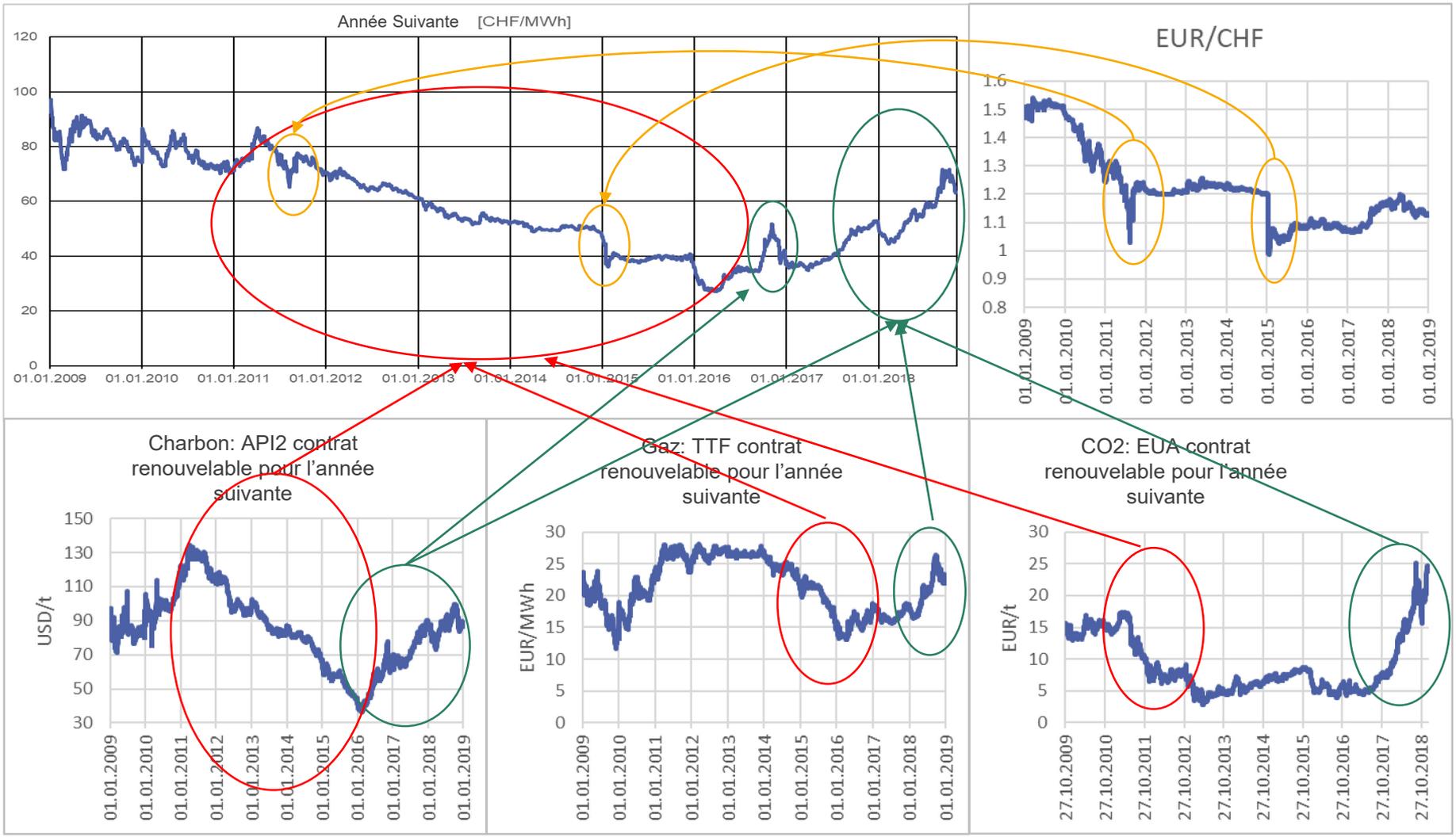
---

Les coûts marginaux d'une centrale thermique dépendent des éléments suivants :

- Prix des combustibles
- Valeur thermique
- Rendement de la centrale
- Facteur d'émission & prix du CO<sub>2</sub>
- Coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale



# Évolution des prix de l'électricité en Suisse (année suivante), du gaz (TTF), du charbon (API2), des certificats CO2 et EUR/CHF



Source : Refinitiv Power Research



# Agenda

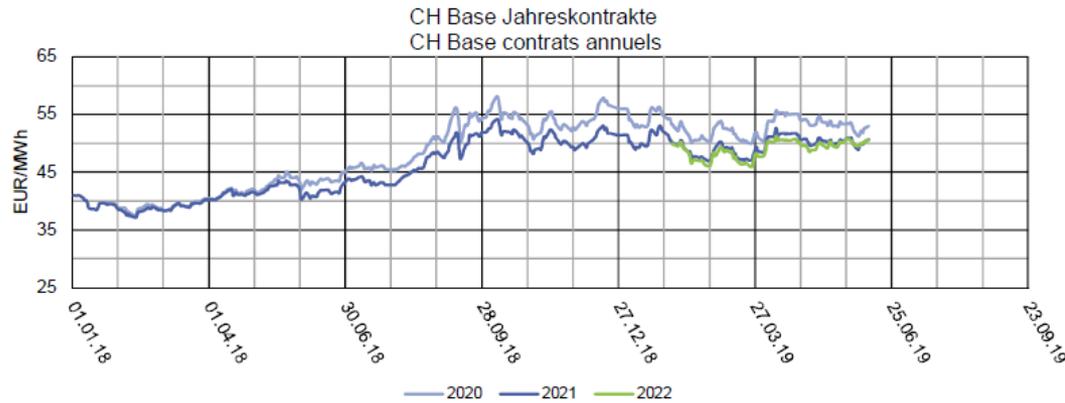
---

- Les prix du marché de l'électricité du point de vue du régulateur
  - Marché de l'électricité : marchés importants
  - Facteurs d'influence et formation des prix
  - Rapports sur les marchés à terme et spot



## Terminmarktbericht vom 11.06.2019 / Rapport du marché à terme du 11.06.2019

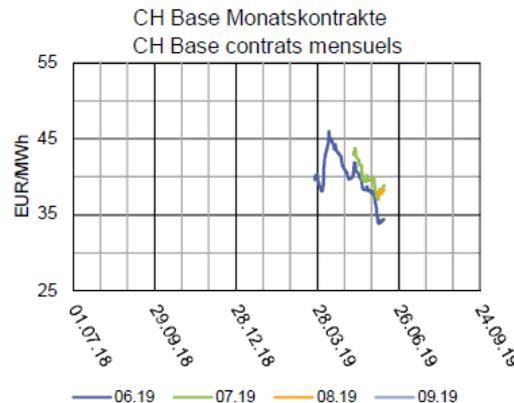
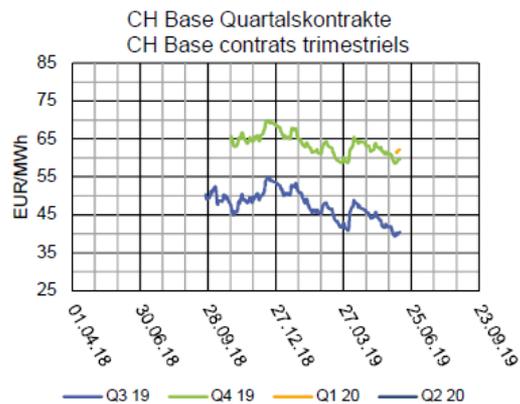
### STROM SCHWEIZ / ÉLECTRICITÉ SUISSE



	Settl. Price	Delta*
Cal 20 Base	52.96	3.32%
Q3 19	40.46	2.87%
07.19	38.87	4.97%

\*Delta gegenüber Vorwoche

\*Différence par rapport à la semaine précédente



#### Marktkommentar

Die Strompreise aller Produkte in allen Ländern sind stark gestiegen. Grund dafür sind die gestiegenen Preise sowohl bei Kohle, Gas als auch CO<sub>2</sub>.

Höhere Ölpreise wegen der möglichen Verlängerung der OPEC Produktionskürzungen wirkten sich preisstärkend auf Kohle und Gas aus. Wartungen am Troll Gasfeld, eine höhere Last und tiefere LNG Lieferungen verstärkten den Preisanstieg beim Gas weiterhin.

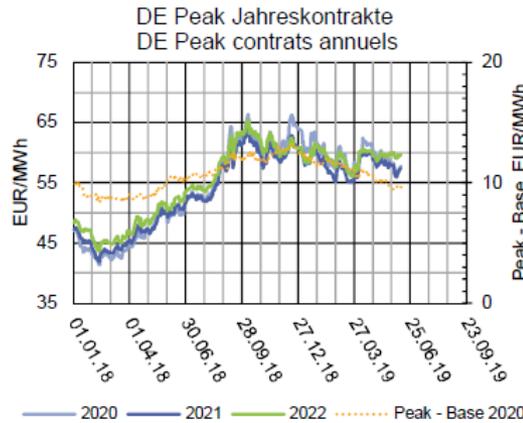
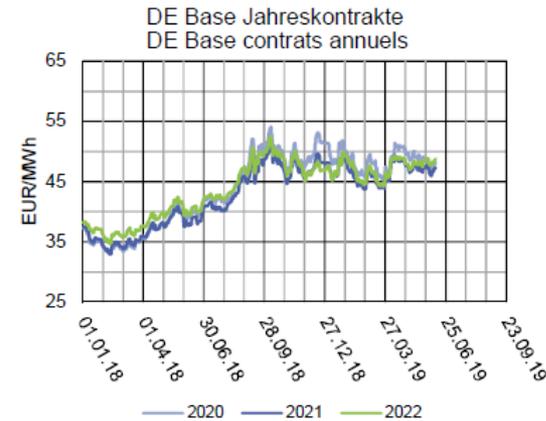
Am Pfingstmontag, ein Feiertag in Teilen von Europa, war das Angebot an der Auktion für CO<sub>2</sub>-Zertifikate begrenzt, was zu CO<sub>2</sub> Preisen von über 25 EUR/t führte.



# Rapport du marché à terme – Allemagne

## Terminmarktbericht vom 11.06.2019 / Rapport du marché à terme du 11.06.2019

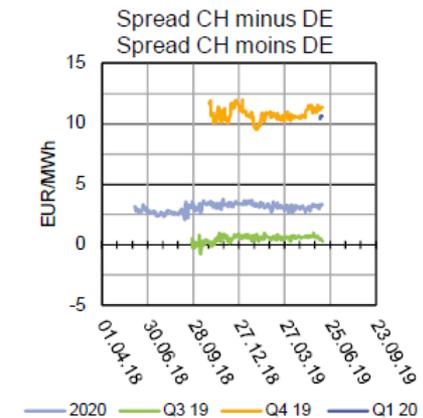
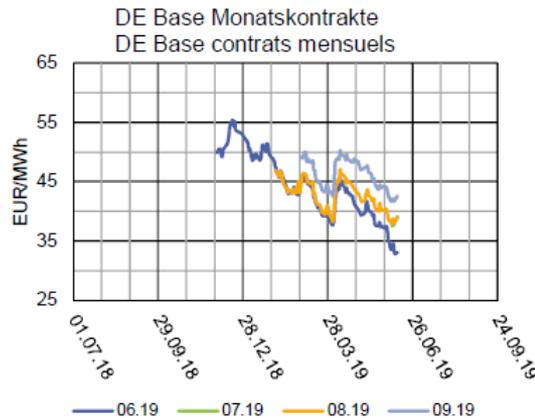
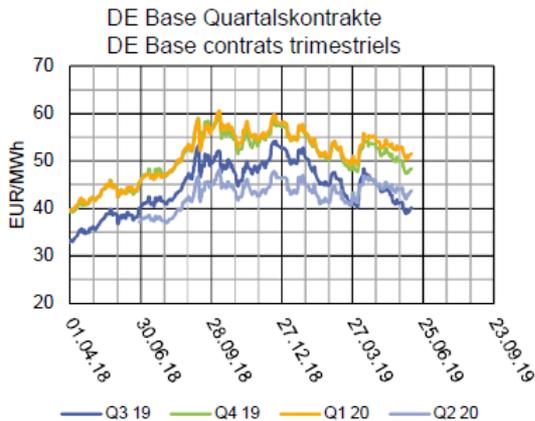
### STROM DEUTSCHLAND / ÉLECTRICITÉ ALLEMAGNE



	Settl. Price	Delta*
Cal 20 Base	48.1	3.51%
Q3 19	40.19	3.40%
07.19	39.16	5.95%

\*Delta gegenüber Vorwoche

\*Différence par rapport à la semaine précédente

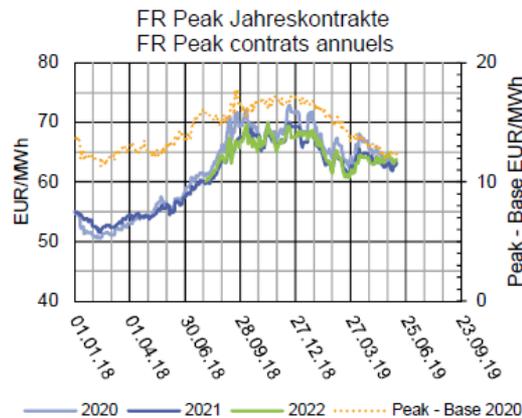
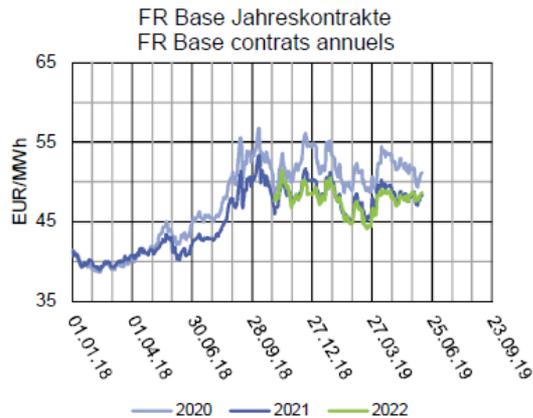




# Rapport du marché à terme – France

## Terminmarktbericht vom 11.06.2019 / Rapport du marché à terme du 11.06.2019

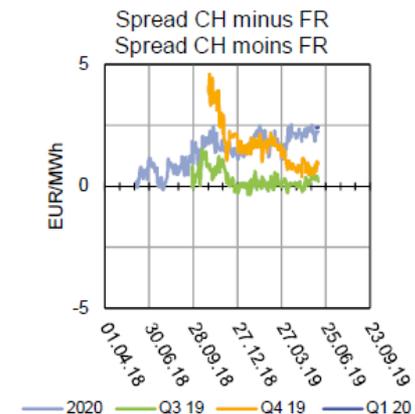
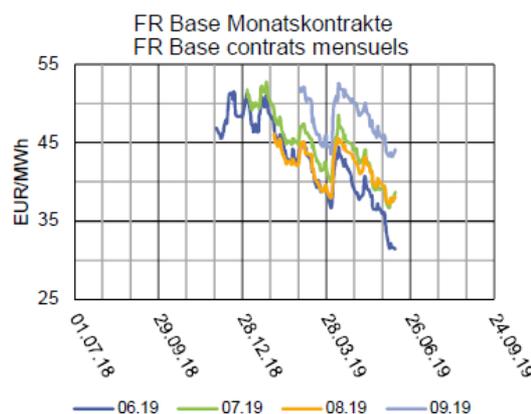
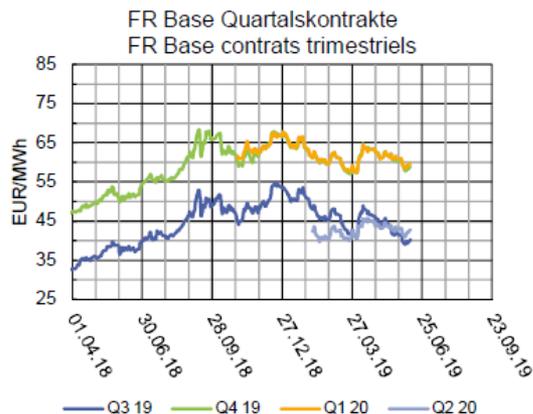
### STROM FRANKREICH / ÉLECTRICITÉ FRANCE



	Settl. Price	Delta*
Cal 20 Base	51.16	3.67%
Q3 19	40.27	3.10%
07.19	38.71	5.51%

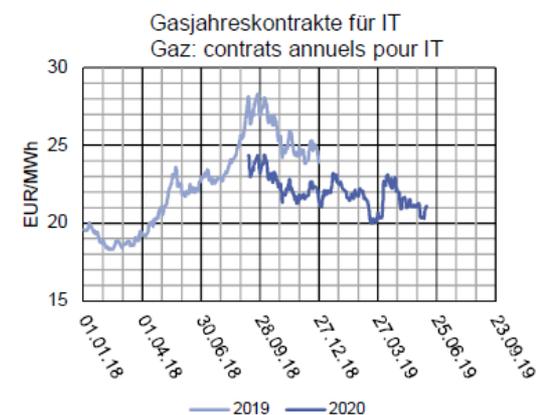
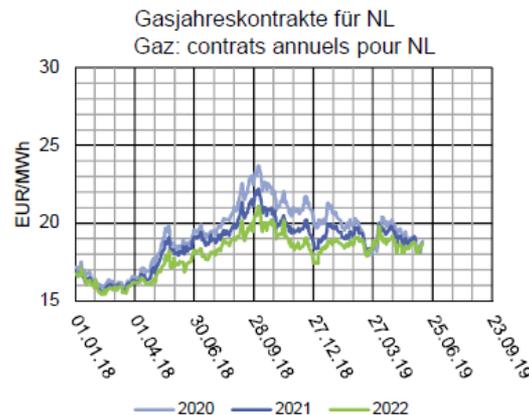
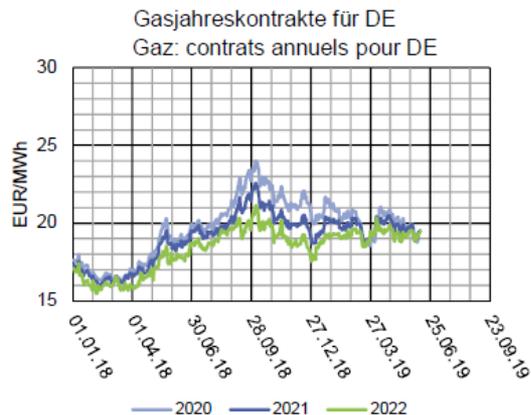
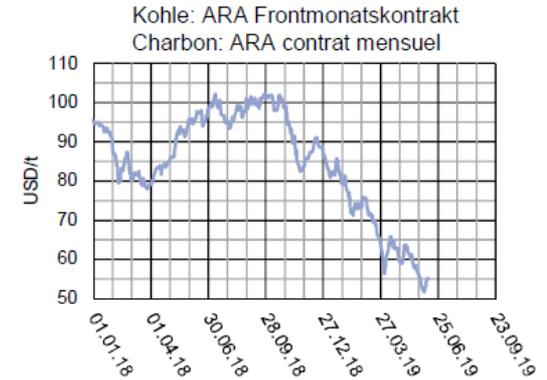
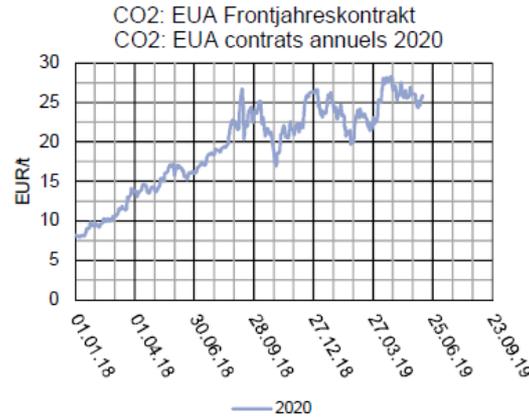
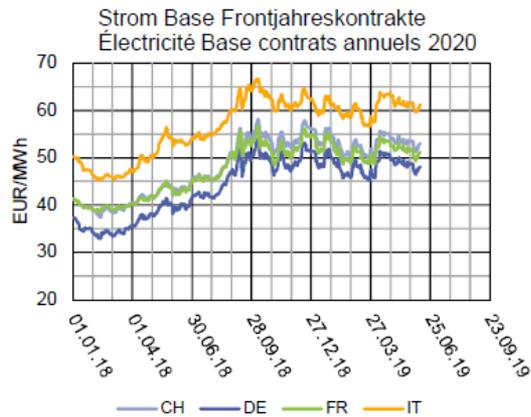
\*Delta gegenüber Vorwoche

\*Différence par rapport à la semaine précédente



**Terminmarktbericht vom 11.06.2019 / Rapport du marché à terme du 11.06.2019**

**STROM EU, CO2, KOHLE UND ERDGAS / ÉLECTRICITÉ EU, CO2, CHARBON ET GAZ**

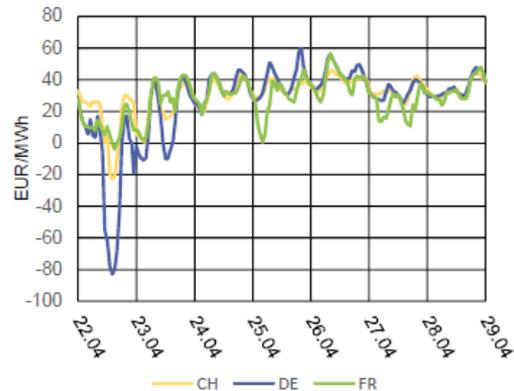




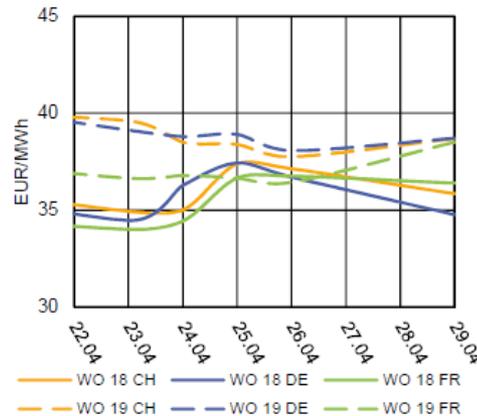
# Rapport du marché spot – Suisse – Allemagne – France

## Spotmarktbericht vom 30.04.2019 / Rapport du marché spot du 30.04.2019

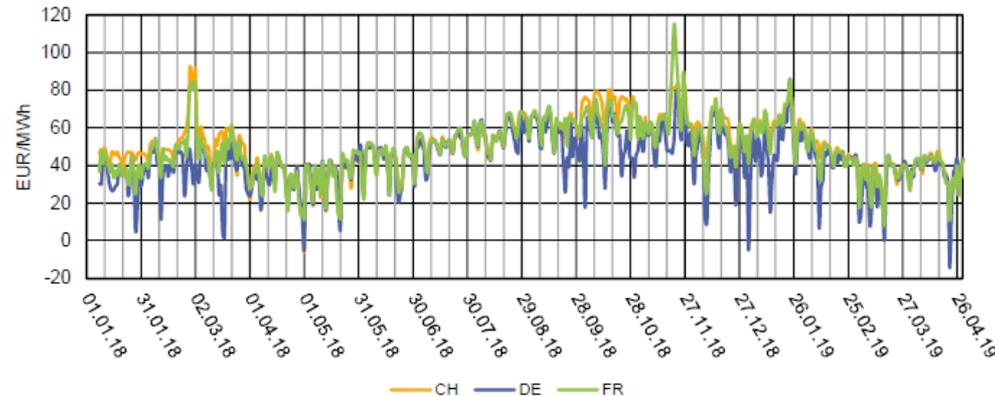
Day Ahead Auktion Stundenpreise der vergangenen Woche



Base Wochenkontrakte



Day Ahead Auktion Base Preise im Jahresverlauf



### MARKTKOMMENTAR / COMMENTAIRE DU MARCHÉ

Woche 17 ergab deutlich tiefere (30.19 EUR/MWh) Wochenpreise als zuletzt vor Ostern (36.75 EUR/MWh). Hauptgrund waren eine hohe Wind- und Solarerzeugung am Ostermontag und Dienstag. Insbesondere in den Peakstunden waren die Preise am Montag auch in der Schweiz negativ. In Deutschland haben die sonnenreichsten Stunden zu Preisen von -43 bis -83 EUR/MWh geführt.

Im Kernkraftwerk Leibstadt kam es am 24. April 2019 um 18:09 Uhr zu einer Schnellabschaltung des Reaktors. Die Abschaltung wurde automatisch durch eine Störung am Vordruckregler ausgelöst. Am 26. April 2019 15:30 Uhr war das Kernkraftwerk wieder am Netz.

#### SCHWEIZ/SUISSE

Datum / Date	Base	Peak	Offpeak
22.04.2019	15.33	3.80	26.86
23.04.2019	22.49	24.91	20.07
24.04.2019	32.52	34.77	30.27
25.04.2019	34.66	34.86	34.46
26.04.2019	39.51	41.24	37.78
27.04.2019	32.83	31.49	34.17
28.04.2019	34.00	33.70	34.30
<b>Woche 17</b>	<b>30.19</b>	<b>27.92</b>	<b>31.46</b>
Delta %	-24.56%	-35.94%	-17.32%

#### FRANKREICH/FRANCE

	Base	Peak	Offpeak
<b>Woche 17</b>	<b>28.22</b>	<b>30.14</b>	<b>27.15</b>
Delta %	-27.76%	-29.94%	-26.35%

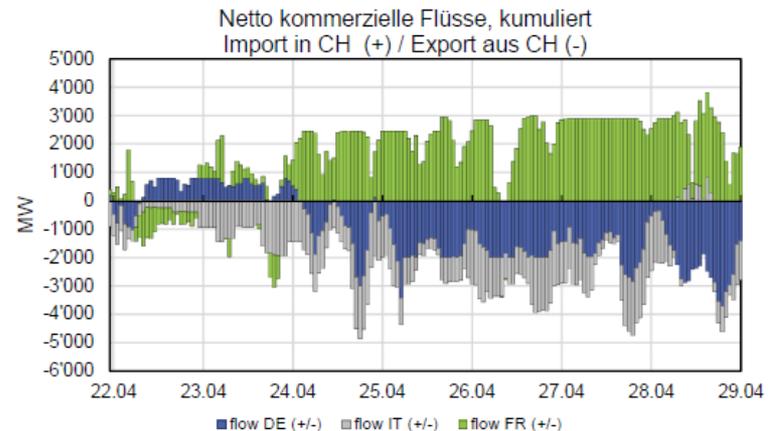
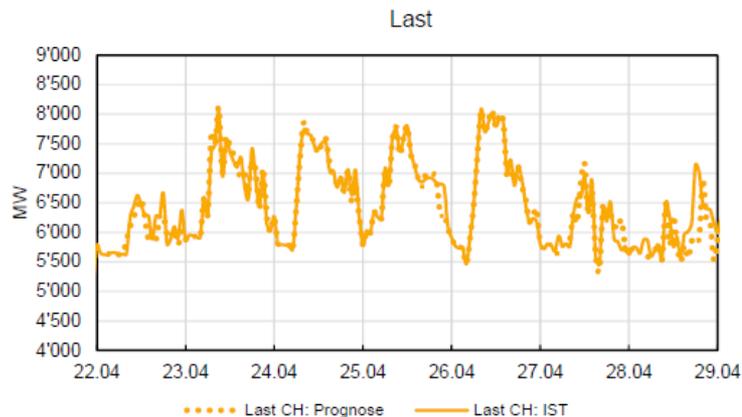
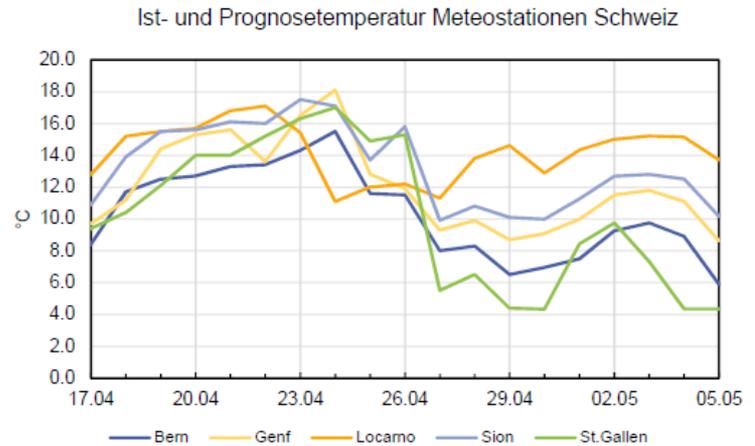
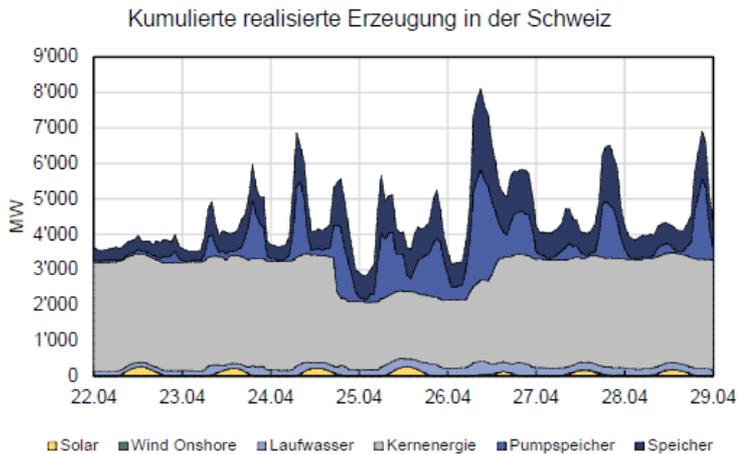
#### DEUTSCHLAND/ALLEMAGNE

	Base	Peak	Offpeak
<b>Woche 17</b>	<b>26.48</b>	<b>20.55</b>	<b>29.78</b>
Delta %	-30.06%	-47.39%	-19.96%



## Spotmarktbericht vom 30.04.2019 / Rapport du marché spot du 30.04.2019

### FUNDAMENTALDATEN SCHWEIZ / DONNES FONTAMENTALES SUISSE



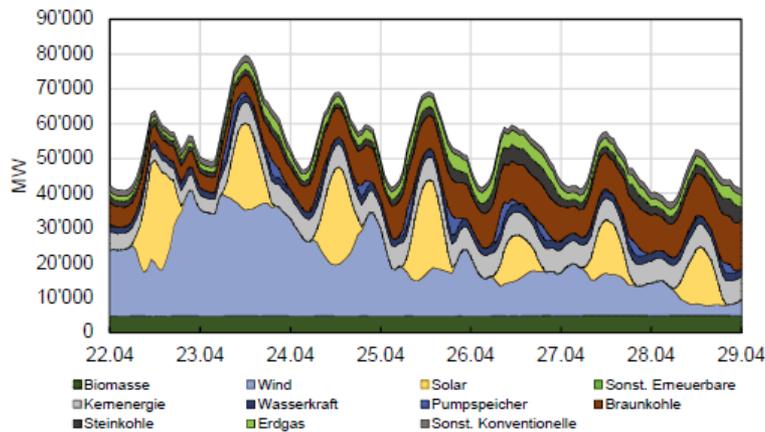


# Rapport du marché spot – Données fondamentales Allemagne – France

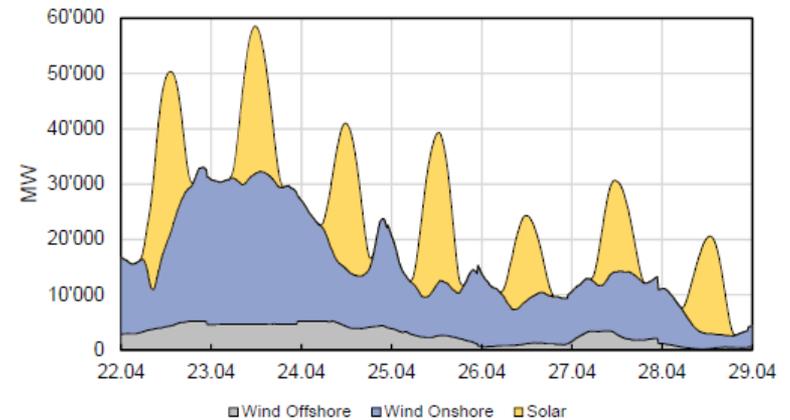
## Spotmarktbericht vom 30.04.2019 / Rapport du marché spot du 30.04.2019

### FUNDAMENTALDATEN DEUTSCHLAND UND FRANKREICH

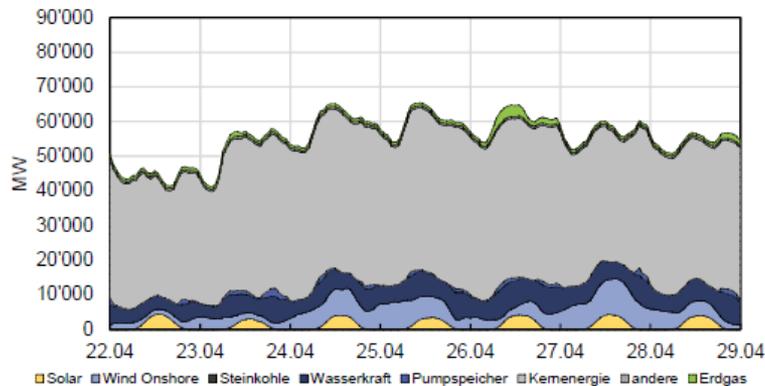
Kumulierte realisierte Erzeugung in Deutschland



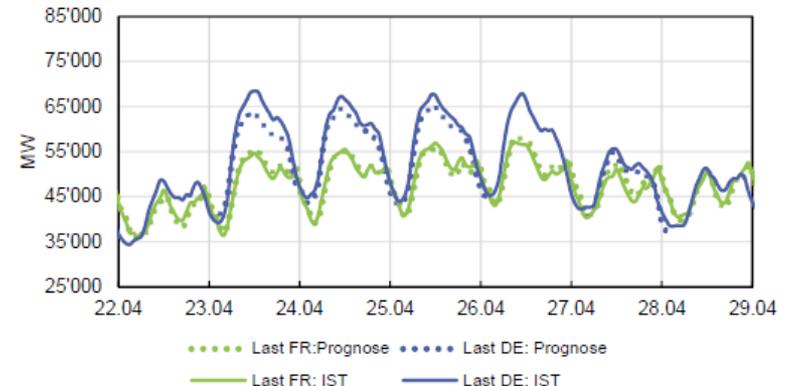
Kumulierte Erzeugung aus E.E. in DE: Prognose



Kumulierte realisierte Erzeugung in Frankreich



Last Deutschland und Frankreich \*





- Renforcement de réseau
  - Bases
  - Évaluation
  - Systèmes de commande et de réglage intelligents
  
- Problème du 50.2 Hz
  - Contexte technique
  - Historique
  - Prise en charge des coûts
  - Etat actuel du projet



## Renforcements de réseau : bases légales

- Les gestionnaires de réseau sont tenus de raccorder à leurs réseaux les installations de production d'énergie renouvelable et de reprendre et de rétribuer l'énergie produite (art. 5 LApEI et art. 2 OEne).
- Les coûts d'extension de réseau liés aux énergies renouvelables sont socialisés via les services-système de la société nationale du réseau de transport (art. 22 OApEI).

Cela permet d'éviter des hausses tarifaires (tarifs de réseau) régionales pour les consommateurs finaux dues aux renforcements de réseau liés à l'augmentation des capacités des énergies renouvelables.



## Renforcements de réseau : examen des requêtes

- **Nécessité** : la nécessité du renforcement de réseau doit être démontrée au moyen de normes et de documents techniques reconnus (p. ex. D-ACH-CZ ou EN 50160) sur la base de la puissance installée de l'installation.
- **Caractère économique** : est considérée comme la variante la plus avantageuse économiquement celle qui présente les coûts totaux les plus bas tout en satisfaisant aux dispositions légales et aux prescriptions techniques. La comparaison des variantes se fait en tenant compte des différentes possibilités existantes au vu des évolutions techniques.
- **Point d'injection** (clé de répartition des coûts) : le point d'injection se situe en général au dernier point à partir duquel d'autres personnes sont encore raccordées au réseau.



## Renforcement de réseau : systèmes de commande et de réglage intelligents

- **Base légale** : Depuis le 1.1.2018, le gestionnaire de réseau est tenu d'examiner le recours à des systèmes de commande et de réglage intelligents avant de procéder à un renforcement de réseau (principe d'efficacité, art. 8, al. 1, let. a, LApEI).
- **Définition** : selon l'art. 17b, al. 1, LApEI, un système de commande et de réglage intelligent permet d'agir à distance sur la consommation, la production ou le stockage de l'électricité, notamment afin d'optimiser la consommation propre ou de garantir la stabilité de l'exploitation du réseau.
- **Objectif** : Selon l'importance de la prestation sous contrat, l'effet de l'efficacité peut consister en ce que le réseau de distribution ne doive pas être renforcé ou élargi.



## Renforcement de réseau : systèmes de commande et de réglage intelligents

- Moyennant l'accord des personnes concernées, cela permet d'agir sur la consommation, la production ou le stockage de l'électricité (art. 17b, al. 1, LApEI). Si aucun accord n'est possible, il convient d'en apporter la preuve sous une forme adéquate.
- Cette rétribution doit toutefois se fonder sur des critères objectifs et ne pas être discriminatoire. De plus, la rétribution doit être transparente, tenir compte du marché et accessible aux acteurs du marché, qui lui font concurrence (art. 8c OApEI).
- Les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage, y compris la rétribution versée au consommateur final et au producteur sont considérés comme imputables (art. 13a, let. b, OApEI).



## Renforcement de réseau : systèmes de commande et de réglage intelligents

- La **preuve** concernant l'examen des systèmes de commande et de réglage intelligents doit être fournie pour les demandes de raccordement parvenues au gestionnaire de réseau **à partir du 1er juillet 2019**.
- Le recours à des systèmes de commande et de réglage intelligents doit par principe être examiné dans la perspective de l'exploitation d'un réseau efficace. Le gestionnaire de réseau est ainsi tenu d'examiner le recours à des systèmes de commande et de réglage intelligents, non seulement en cas de renforcement de réseau mais également en cas **d'extension du réseau**.



# Renforcement de réseau : systèmes de commande et de réglage intelligents

## Exemple : régulation de la puissance réactive avec onduleur

- Recours à un onduleur apte à régler le facteur de puissance.
- L'onduleur fait partie de l'installation et non du réseau. Les coûts de l'onduleur ne sont pas imputables et ne peuvent être remboursés en tant que coûts de renforcement du réseau.
- Délimitation par rapport aux mesures prises au niveau de l'installation : le gestionnaire de réseau de distribution est en droit d'exiger du producteur l'exploitation en sous- ou surexcitation jusqu'à un  $\cos \varphi$  de 0,9 de l'installation de production d'énergie, sans dédommagement.



# Renforcement de réseau : systèmes de commande et de réglage intelligents

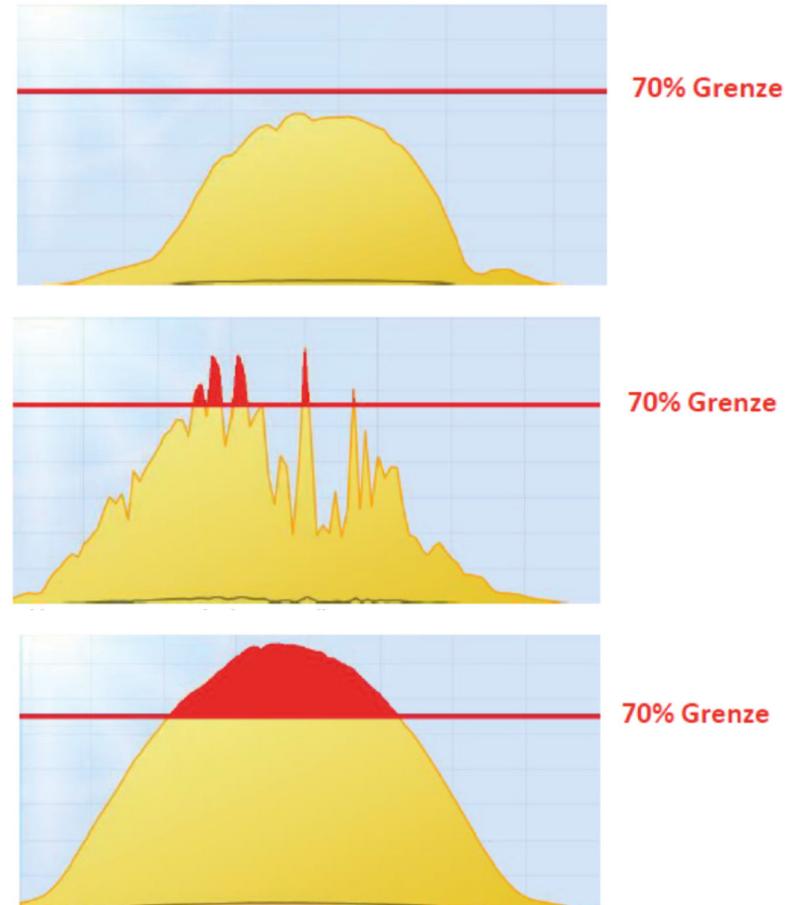
## Exemple : réduction de la puissance active / capping

- Le gestionnaire de réseau est tenu d'examiner une réduction de la puissance active à l'aide de systèmes de commande et de réglage intelligents pour un réseau efficace (art. 17b LApEI en application de l'art. 8c, al. 1, OApEI).
- La réduction de la puissance active peut être réglée de manière dynamique ou statique. Avec la réduction de puissance dynamique, la puissance de l'installation est réduite lorsqu'il n'est pas possible d'utiliser le courant directement sur place.



# Renforcement de réseau : systèmes de commande et de réglage intelligents

- Une limitation de puissance active à 70 % en fonction de la puissance installée de courant continu de l'installation photovoltaïque entraîne - selon différentes études allemandes - des pertes de production d'énergie d'environ 2 à 3 % de la production annuelle.

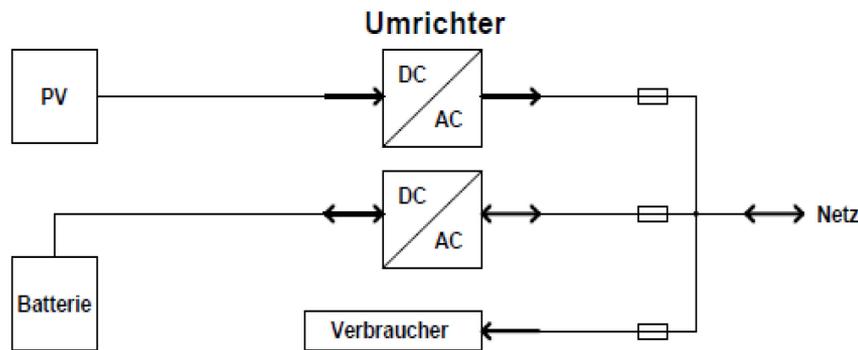


Source : MEP Werke GmbH



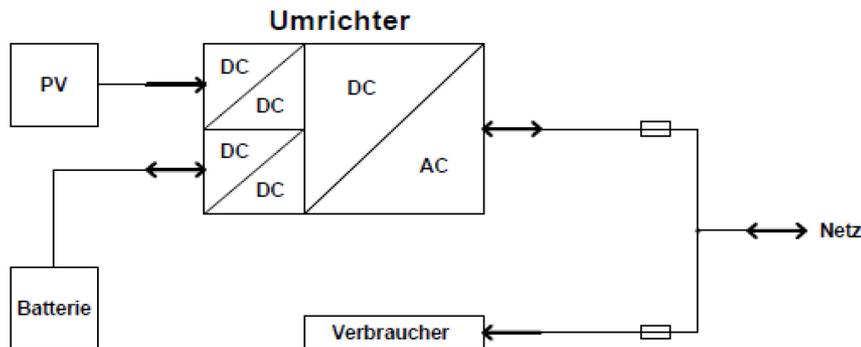
# Renforcement de réseau : systèmes de commande et de réglage intelligents

## Exemple : stockage



### Systeme AC

- Equipement ulterieur aise
- Flexibilite eleeve



### Systeme DC

- Nombre d'etapes de transformation reduit
- Tendence a etre meilleur marche
- Prend peu de place

Source : Swissolar



- Renforcement de réseau
  - Bases
  - Évaluation
  - Systèmes de commande et de réglage intelligents
- Problème du 50.2 Hz
  - Contexte technique
  - Historique
  - Prise en charge des coûts
  - Avancement du projet



## 50.2 Hz : contexte technique

- Dans les réseaux interconnectés, il n'est pas possible de stocker l'énergie électrique à court terme, celle-ci ne pouvant qu'être répartie entre le producteur et le consommateur.
- Tout écart entraîne dans les réseaux alternatifs un changement de la fréquence du réseau : en cas d'offre de puissance électrique excédentaire, la fréquence du réseau augmente ; elle baisse s'il y a pénurie de l'offre.
- Normalement ces écarts se limitent au minimum dans le réseau interconnecté européen, évoluant sous 0,2 Hz



## 50.2 Hz : contexte technique

- Une prise de position de l'ENTSO-E, intitulée « *Dispersed generation impact on continental Europe region security* » et datant de novembre 2014, montre qu'un nombre relativement important d'installations de production décentralisées ne respectent pas les prescriptions actuelles concernant le comportement de fréquence (47.5 – 51.5 Hz) :

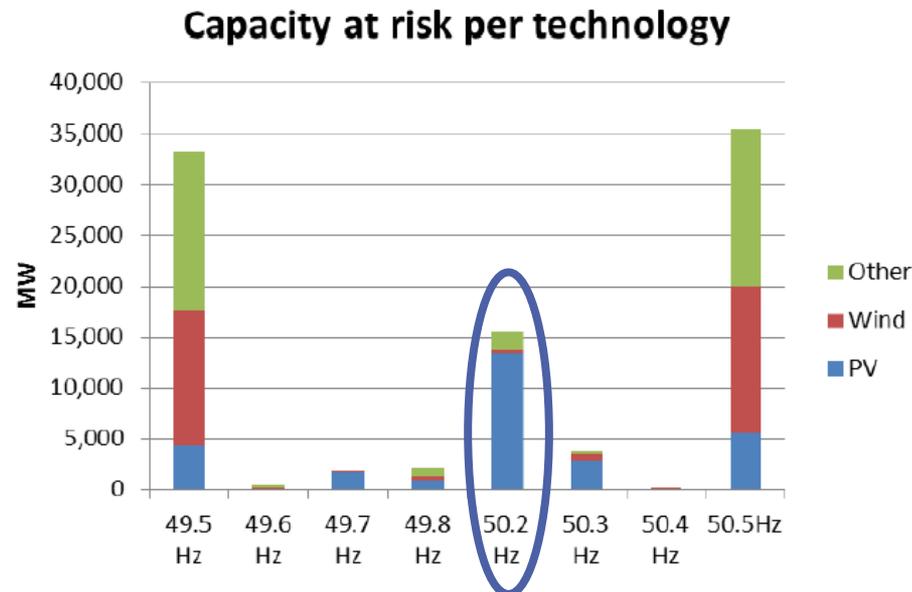


Figure 1 Total capacity of Dispersed Generation at risk in 2014 (source: ENTSO-E SPD SG 2014 questionnaire)



## 50.2 Hz : contexte technique

- Dans des conditions de faible charge et en combinaison avec une perte de charge soudaine de 2 GW, cela peut entraîner un délestage (load shedding) :

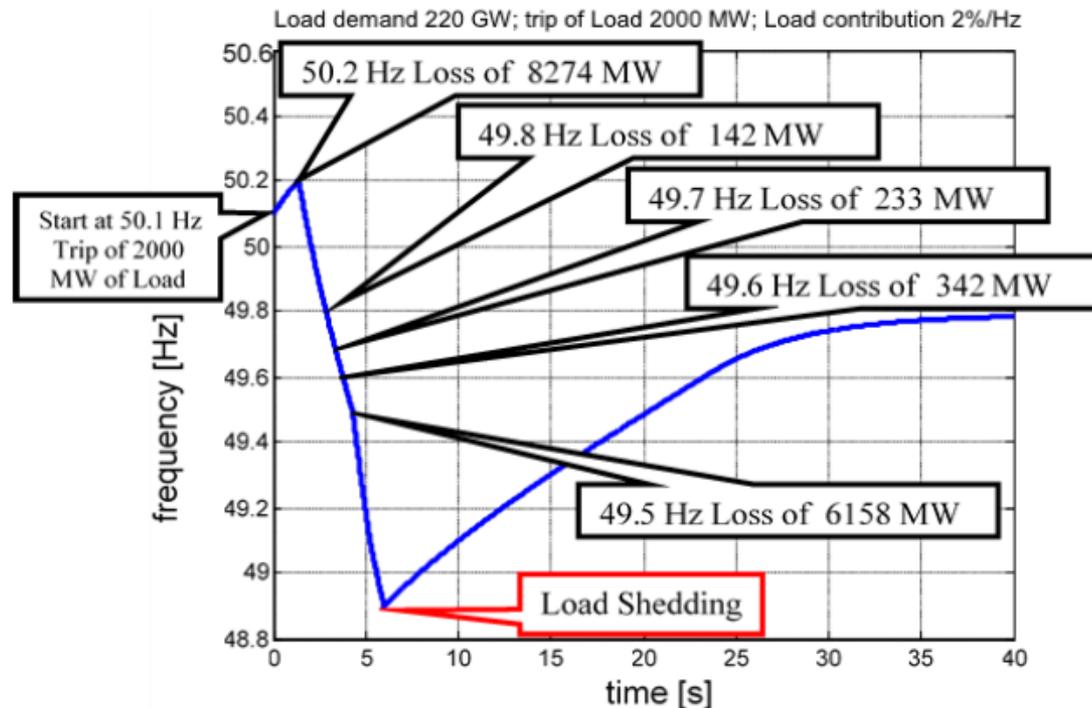
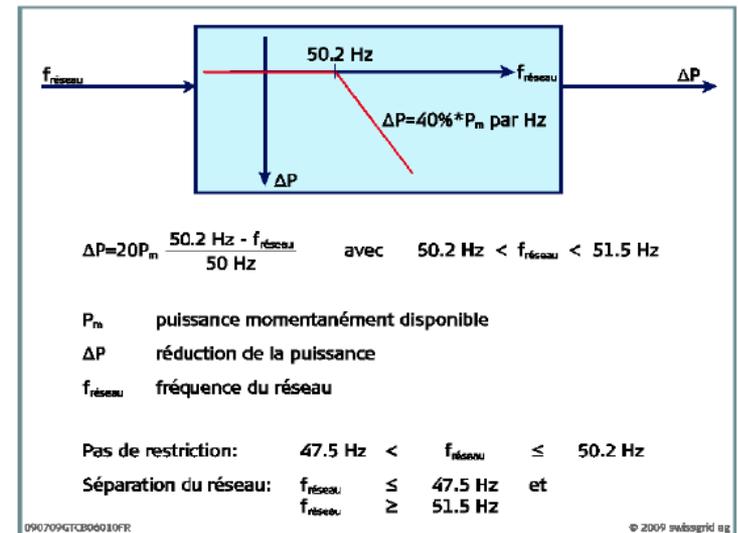


Figure 3: Simulation of 2 GW load loss after Italian and German retrofit (MW) in Continental Europe. The proposed but not yet confirmed retrofit of the German wind, biomass and cogeneration units are also considered.



## 50.2 Hz : Historique / prescriptions / normes

- À partir de **2006**, les exigences de la norme VDE 0126-1-1 ont plus ou moins été appliquées dans toute l'Europe ; la norme prévoit que les installations photovoltaïques doivent être complètement déconnectées en cas de surfréquence de 50.2 Hz. La norme a été introduite alors que les installations photovoltaïques avaient encore une influence négligeable sur le système électrique.
- Depuis **2008** déjà, le Transmission Code de Swissgrid stipule que :  
« *Les unités de production décentralisées qui injectent dans le réseau moyenne tension ou le réseau basse tension doivent présenter les caractéristiques énoncées à la Figure 6* ».

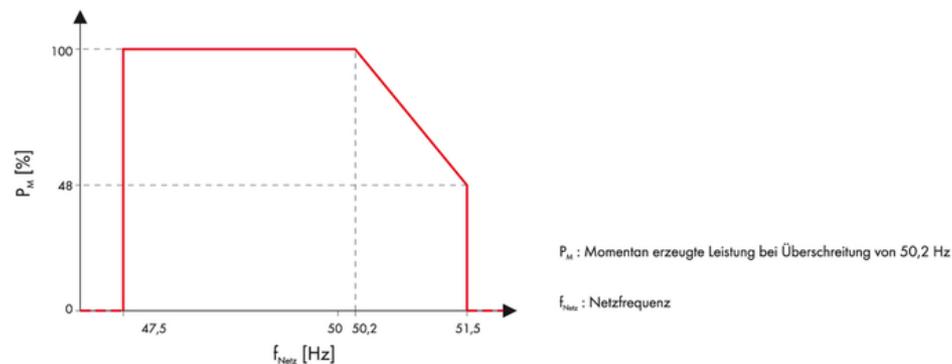


Source: Swissgrid



## 50.2 Hz : Historique / prescriptions / normes

- En **avril 2011**, la norme VDE 0126-1-1-1 a été remplacée par la nouvelle norme basse tension VDE-AR-N 4105 concernant les exigences techniques minimales pour le raccordement et l'exploitation parallèle d'installations de production au réseau de basse tension. Les nouvelles installations en Allemagne devaient répondre à ces exigences à partir du 01.01.2012.

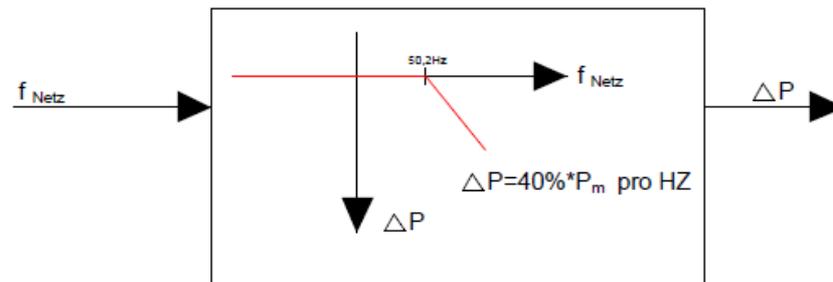


- L'ordonnance sur la stabilité du système est entrée en vigueur en Allemagne le **26 juillet 2012**, prévoyant la modernisation d'environ 350 000 installations photovoltaïques existantes.



## 50.2 Hz : Historique / prescriptions / normes

- En **décembre 2014** , l'AES a publié le document « *Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie RR/IPE* », qui définit notamment au chiffre 7.4.3.4 le comportement de fréquence.



$$\Delta P = 20P_m \frac{50,2 \text{ Hz} - f_{\text{Netz}}}{50 \text{ Hz}} \quad \text{mit} \quad 50,2 \text{ Hz} < f_{\text{Netz}} < 51,5 \text{ Hz}$$

$P_m$  max. Leistung (Typ 1), momentane Leistung (Typ2)

$\Delta P$  Leistungsreduktion

$f_{\text{Netz}}$  Netzfrequenz

Keine Einschränkung:  $47,5 \text{ Hz} < f_{\text{Netz}} \leq 50,2 \text{ Hz}$

Trennung vom Netz:  $f_{\text{Netz}} \leq 47,5 \text{ Hz}$  und  
 $f_{\text{Netz}} \geq 51,5 \text{ Hz}$



## 50.2 Hz : Historique / prescriptions / normes

- Durant **2016 et 2017**, Swissgrid a découvert dans le cadre d'un sondage effectué en commun avec l'AES et Swissolar que la puissance de quelque 800 MW installations n'était pas conforme.
- Le **1<sup>er</sup> mars 2017**, l'AES a publié avec Swissolar et Swissgrid la liste de paramètres « *Réglages Suisse* » pour des installations du NR7.
- Le **17 octobre 2017**, Swissgrid a fait part à l'Office fédéral de l'énergie OFEN de ses préoccupations, l'invitant à déclarer contraignantes les conditions de raccordement conformément aux RR/IPE-CH 2014.



## 50.2 Hz : Historique / prescriptions / normes

- Le **11 janvier 2018**, l'OFEN a informé l'EICom qu'il ne voyait aucune nécessité à légiférer. Si les gestionnaires de réseau ne respectent pas leurs obligations, il appartient à l'EICom, conformément à l'art. 22, al. 1, LApEI, d'ordonner toutes les mesures nécessaires pour faire respecter la législation sur l'approvisionnement en électricité.
- Le **6 mars 2018**, l'EICom a publié la directive 1/2018, qui décrit les obligations des gestionnaires de réseau de distribution lors du raccordement de centrales décentralisées en ce qui concerne le comportement à adopter en cas d'écarts par rapport à la fréquence standard.
- Le **15 juin 2018**, l'EICom a informé les gestionnaires de réseau concernant la suite de la modernisation (programme de modernisation) des centrales existantes.



## 50.2 Hz : Historique / prescriptions / normes

- Dans un premier temps, chaque gestionnaire de réseau de distribution de Suisse est tenu de contrôler **toutes les installations photovoltaïques avec une puissance raccordée  $\geq 100$  kVA** de sa zone de desserte concernant leur conformité aux prescriptions prévalant pour le comportement de fréquence.
- Les contrôles nécessaires ont été effectués **jusqu'à fin 2018**.
- Chaque gestionnaire de réseau devait fournir par écrit à l'EICom et **jusqu'au 31 janvier 2019** les données suivantes :
  1. Nombre et puissance totale des installations PV installées avec  $\geq 100$  kVA (par année d'installation)
  2. Nombre et puissance totale des installations contrôlées (par année d'installation), qui se sont révélées non conformes



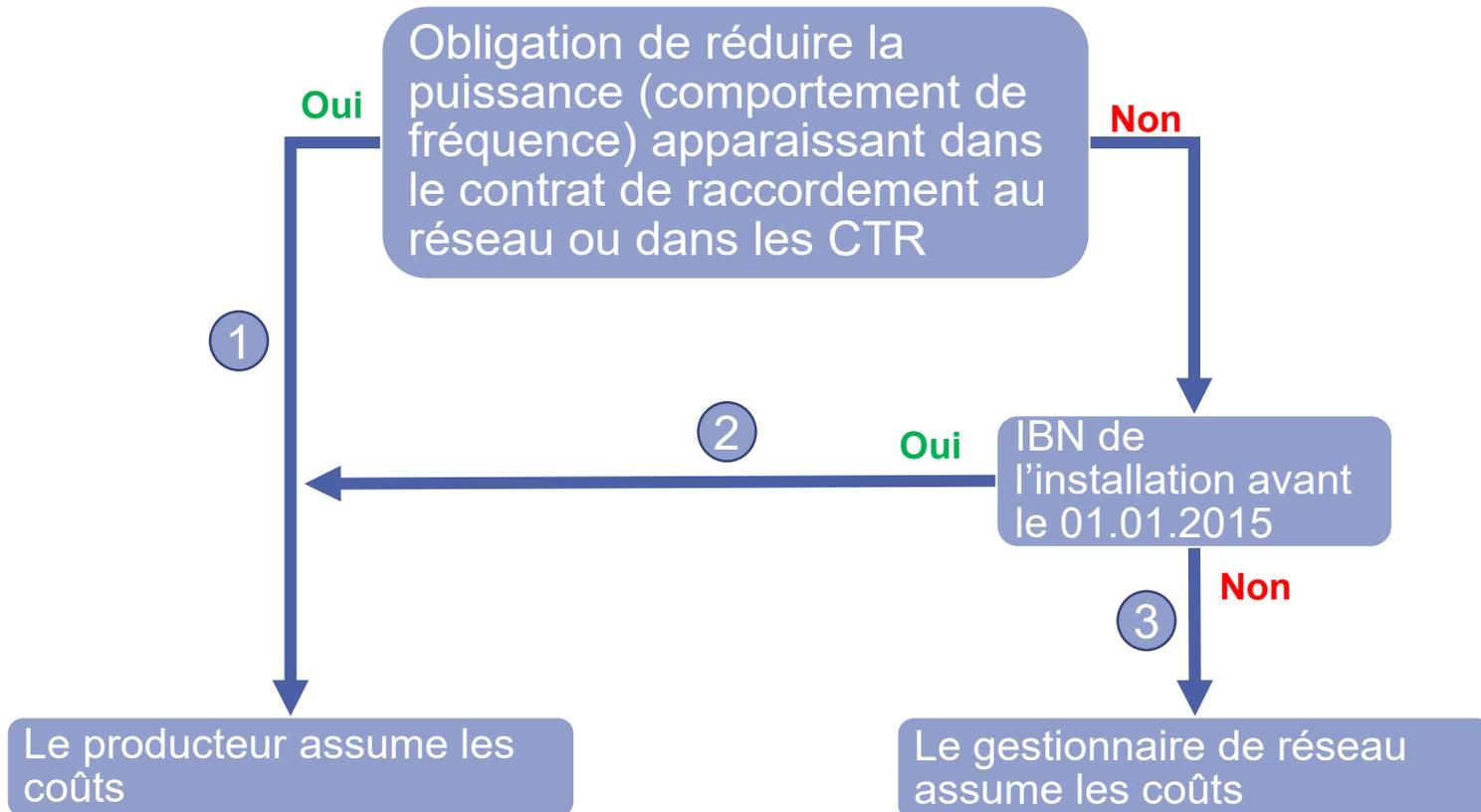
## 50.2 Hz : Historique / prescriptions / normes

- Les installations qui ne satisfont pas aux prescriptions selon les RR/IPE-CH 2014, chiffres 5.4.3.5/6.4.3.5/7.4.3.4, doivent être rénovées d'ici au plus tard **fin novembre 2019** avec les réglages correspondants.
- D'ici le **31 décembre 2019** au plus tard, il s'agit de confirmer par écrit à l'EICom que, dans votre zone de desserte et à cette échéance-là, toutes les **installations photovoltaïques avec une puissance raccordée  $\geq 100$  kVA** correspondent aux prescriptions mentionnées des RR/IPE-CH 2014.



## 50.2 Hz : Prise en charge des coûts

Critères de décision pour la prise en charge des coûts :





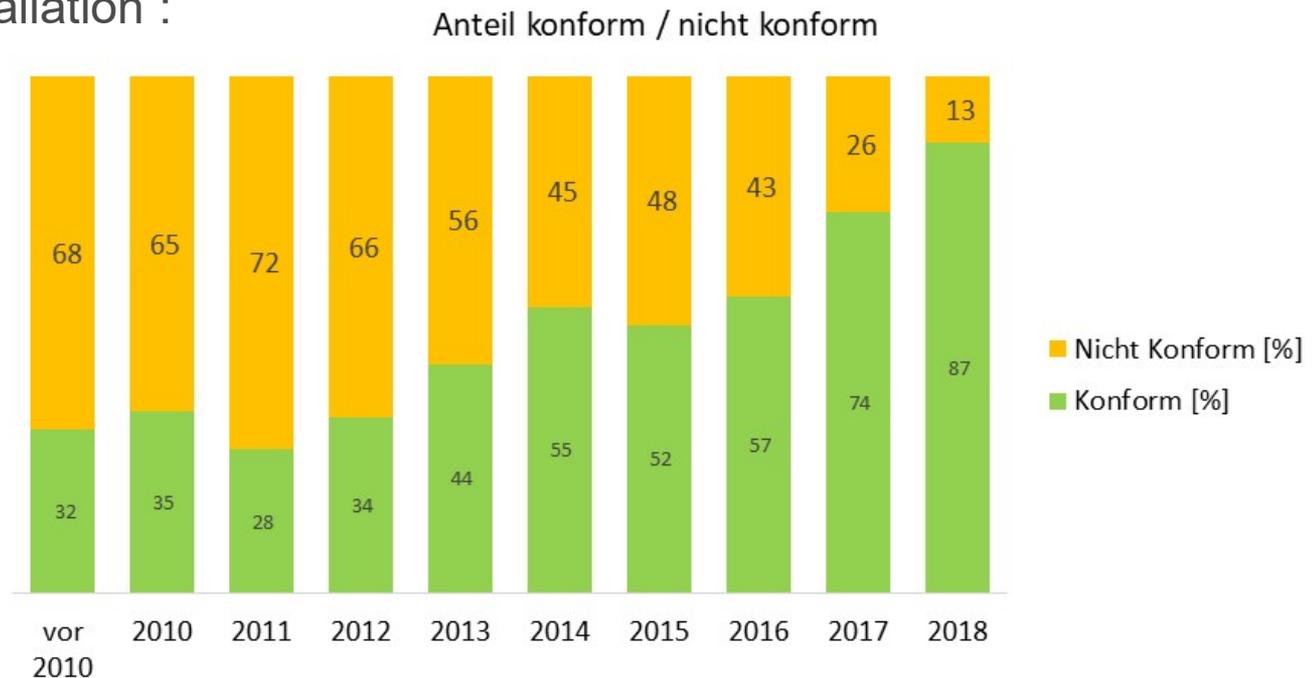
## 50.2 Hz : Situation actuelle

- Moins de la moitié des gestionnaires de réseau avaient répondu au 31 janvier 2019.
- Quelques uns ont demandé une prolongation du délai.
- Cela signifie que plus de **la moitié des gestionnaires de réseau** n'ont fourni ni les informations exigées, ni demandé de prolongation de délai.
- Mi-février, l'EiCom a donc dû envoyer plus de 300 mises en demeure aux gestionnaires de réseau qui n'avaient pas livré leurs données.



## 50.2 Hz : Situation actuelle

- Suite aux informations fournies jusqu'à fin avril 2019 concernant les installations  $\geq 100\text{kVA}$ , des 699 MW de puissance installée, 346 MW n'étaient pas conformes, soit presque la moitié.
- Les quotes-parts d'installations non conformes varient en fonction de l'année d'installation :





## 50.2 Hz: En résumé

- Au vu des réponses fournies et des statistiques des installations de Swissolar et de l'ESTI, il est possible d'extrapoler les résultats des installations  $\geq 100$  kVA au reste des installations plus petites.
- Cette évaluation est encore en cours à EICOM. Les résultats devront ensuite être discutés avec Swissgrid et le REGRT-E.
- Il n'est donc pas encore possible de répondre de manière définitive à la question de savoir si une modernisation supplémentaire sera nécessaire et, dans l'affirmative, jusqu'à quelle taille d'installation.



Merci de votre attention !

---

[info@elcom.admin.ch](mailto:info@elcom.admin.ch)  
[www.elcom.admin.ch](http://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  
Swiss Federal Office of Energy SFOE



© shutterstock 198194

# STRATEGIE RESEAUX ELECTRIQUES CONSOMMATION PROPRE ENCOURAGEMENT ENERGIES RENOUVELABLES



# AGENDA

---

- Stratégie Réseaux électriques
- Consommation propre
- Encouragement de la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelables



# STRATEGIE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

## LIGNES DIRECTRICES

---

### Le bon réseau au bon moment !

1. Exigences pour la planification et l'optimisation des réseaux électriques
2. Optimisation des procédures d'autorisation pour les projets de lignes électriques
3. Exigences pour trancher entre «ligne aérienne» et «ligne souterraine»
4. Amélioration de l'acceptation des projets de lignes électriques



# STRATÉGIE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

## APERÇU

---

- En décembre 2017, le Parlement a adopté la loi fédérale sur la transformation et l'extension des réseaux électriques (Stratégie Réseaux électriques).
- Le projet comprend la révision partielle de la loi sur les installations électriques (LIE) et de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI).
- Suite à la modification de ces lois, diverses ordonnances ont également dû faire l'objet d'adaptations.
- Les ordonnances révisées ont été approuvées par le Conseil fédéral lors de sa séance du 3 avril 2019.
- La loi fédérale et les ordonnances entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2019.
- Certaines dispositions (dispositions relatives au facteur de surcoût et aux plans pluriannuels) entreront en vigueur en juin 2020, respectivement en juin 2021.



# STRATEGIE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

## ORDONNANCES CONCERNÉES

---

1. Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité , **OApEI** (RS 734.71)
2. Ordonnance sur les lignes électriques, **OLEI** (RS 734.31)
3. Ordonnance sur la procédure d'approbation des plans des installations électriques, **OPIE** (RS 734.25)
4. Ordonnance sur la géoinformation, **OGéo** (RS 510.620)
5. Ordonnance sur les émoluments et les taxes de surveillance dans le domaine de l'énergie, **Oémol-En** (RS 730.05)
6. Ordonnance sur les installations électriques à courant fort (RS 734.2)
7. Ordonnance sur l'Inspection fédérale des installations à courant fort (RS 734.24)
8. Ordonnance sur les installations électriques à basse tension, **OIBT** (RS 734.27)
9. Ordonnance du DETEC sur les dérogations concernant l'accès au réseau et les coûts de réseau imputables au niveau du réseau de transport transfrontalier, **Odac** (RS 734.713.3)



# STRATÉGIE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

## DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

---

- Conformément à l'art. 9a LApEI, l'OFEN élabore un **scénario-cadre** d'économie énergétique qui sert de base aux plans pluriannuels concernant les niveaux de réseau 1 et 3 (NR 1 et 3).
- Le scénario-cadre est vérifié **tous les quatre ans** et, le cas échéant, actualisé. Le **premier scénario-cadre** devrait être disponible **en 2021**.
- Les gestionnaires de réseau sont tenus d'appliquer les principes de planification du réseau mais ils n'ont **pas l'obligation de les publier**.
- Les gestionnaires de réseau coordonnent la planification du réseau et se communiquent gratuitement les **informations requises** notamment concernant les projets prévus sur le réseau, ainsi que les pronostics relatifs à la production et à la consommation.
- Les plans pluriannuels concernant les réseaux de distribution d'une tension supérieure à 36 kV doivent être établis par les gestionnaires de réseau **dans les neuf mois** qui suivent l'approbation du dernier scénario-cadre par le Conseil fédéral.



# STRATÉGIE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

## PROCÉDURES D'AUTORISATION

---

- Aucune approbation des plans n'est nécessaire pour des **travaux d'entretien** et des **petites modifications techniques** des installations lorsqu'aucune conséquence particulière pour l'environnement n'est à escompter.
- On entend par **travaux d'entretien** notamment:
  - le remplacement équivalent de parties de l'installation;
  - les réparations, les mesures de protection contre la corrosion ainsi que les mesures d'assainissement.
- On entend par **petites modifications techniques**:
  - le remplacement des fils de terre par des fils de terre avec conducteurs à fibres optiques intégrés;
  - les mesures visant à optimiser les phases, les pertes et le bruit des lignes\*;
  - le remplacement des isolants par des isolants d'un autre type de construction;
  - le remplacement des câbles dans les canalisations existantes par des câbles d'un autre type de construction\*;
  - le remplacement de transformateurs sur des stations existantes par des transformateurs de même type dotés d'une puissance supérieure.

\* = pour autant que le courant déterminant visé à l'annexe 1, ch. 13, al. 2, de l'ordonnance sur la protection contre le rayonnement non ionisant (ORNI) ne soit pas augmenté durablement.



# STRATÉGIE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

## LIGNE AÉRIENNE OU SOUTERRAINE»

---

- **Le facteur de surcoût (FS)** applicable aux lignes < 220 kV lorsqu'il faut trancher entre «ligne aérienne» et «ligne souterraine» **est de 2,0**. Les dispositions relatives au FS entreront **en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2020** afin que les projets qui sont déjà à un stade très avancé puissent encore être achevés sous le droit actuel.
- Le FS découle du rapport entre **les coûts totaux présumés** de la solution câblée et ceux d'une ligne aérienne **compte tenu de la durée de vie des composants les plus durables**.
- Éléments de coûts: planification, acquisition des terrains, droits et servitudes, mesures de reconstitution et de remplacement, matériel, construction et montage, démantèlement, maintenance et réparation, remplacement de composants et pertes d'énergie.
- Le projet doit être réalisé sous forme de **ligne aérienne** malgré le respect du facteur de surcoût s'il concerne une ligne aérienne existante et s'étend sur **4 portées au maximum** ou si la ligne concernée par le projet peut être regroupée avec une ligne aérienne existante.
- Un projet peut, malgré le dépassement du FS, être réalisé partiellement ou intégralement **sous forme de ligne souterraine** si les coûts totaux dépassant le FS ne sont pas considérés comme coûts imputables au sens de l'art. 15 LApEI.



# STRATÉGIE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

## MESURES NOVATRICES

---

- Est considérée comme une mesure novatrice pour des réseaux intelligents le fait de tester ou d'utiliser des méthodes et des produits novateurs en vue **d'augmenter la sécurité, la performance ou l'efficacité du réseau.**
- Les coûts imputables de telles mesures peuvent aller **jusqu'à 1% au maximum** des coûts d'exploitation et de capital que le gestionnaire de réseau peut imputer pour l'année concernée, à concurrence des plafonds annuels suivants:
  - a. un million de francs pour les mesures novatrices de la société nationale du réseau de transport;
  - b. 500 000 francs pour les mesures novatrices des autres exploitants du réseau.
- Les gestionnaires de réseau **répertorient** leurs mesures novatrices et **publient** cette documentation. L'ElCom peut fixer des exigences minimales.
- **Ce transfert de connaissances** permet, d'une part, de développer le réseau et améliorer, d'autre part, l'efficacité de telles mesures, étant donné qu'il n'est pas nécessaire de réaliser un grand nombre de projets identiques pour faire progresser les connaissances.



# STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050

## SYSTÈMES DE MESURE, DE RÉGLAGE ET DE COMMANDE

---

- Les systèmes de mesure qui ne répondent pas encore aux exigences des art. 8a et 8b OApEI peuvent être utilisés et **comptabilisés dans les 80%** visés à l'art. 31e, al. 1, **jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti**, si:
  - a. ces systèmes ont été installés avant le 1<sup>er</sup> janvier 2018, ou que
  - b. leur acquisition a débuté avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019.
- Tant qu'il n'est **pas possible d'obtenir des systèmes de mesure** répondant aux exigences de l'OApEI en matière de **sécurité des données**, le gestionnaire de réseau peut utiliser des systèmes de mesure et les comptabiliser dans les 80% précités jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti (certifiés par METAS à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2019).
- Si le consommateur final, le producteur ou l'exploitant de stockage **refuse l'installation** d'un système de mesure intelligent, **les coûts supplémentaires sont facturés individuellement** (art. 8a, al. 3<sup>ter</sup>, OApEI).
- **Uniformité** de la prise en charge des coûts des systèmes de mesure **pour tous les acteurs** (coûts imputables, abrogation de l'art. 31<sup>e</sup>, al. 4, OApEI actuelle).
- Suppression **de l'accès** aux systèmes de réglage et de commande du gestionnaire de réseau accordé à **des tiers** (art. 8c, al. 4, OApEI actuelle).



# STRATÉGIE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

## L'ARTICLE 6, AL. 5, LAPEL

---

- Jusqu'en 2022, **l'électricité indigène issue d'énergies renouvelables** peut être prise en compte, dans les tarifs de l'approvisionnement de base, au coût de revient et **sans application de la méthode du prix moyen**.
- Les art. 4 et 4a OApEI règlent la **prise en compte des coûts de revient** d'une production efficace, **déduction faite d'éventuelles mesures de soutien**, dans les tarifs de l'approvisionnement de base pour les années 2019 à 2022.
- Sur demande, le fournisseur de l'approvisionnement de base doit pouvoir apporter la preuve à l'EiCom **que les coûts pris en compte pour chacune des installations ne sont pas trop élevés**.  
-> Vaut pour la production propre et pour les achats.
- Inchangé: le gestionnaire d'un réseau de distribution est tenu de justifier auprès des consommateurs finaux toute hausse ou toute baisse des tarifs d'électricité et d'informer l'**EiCom** de ces changements au plus tard le **31 août**.



# STRATÉGIE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

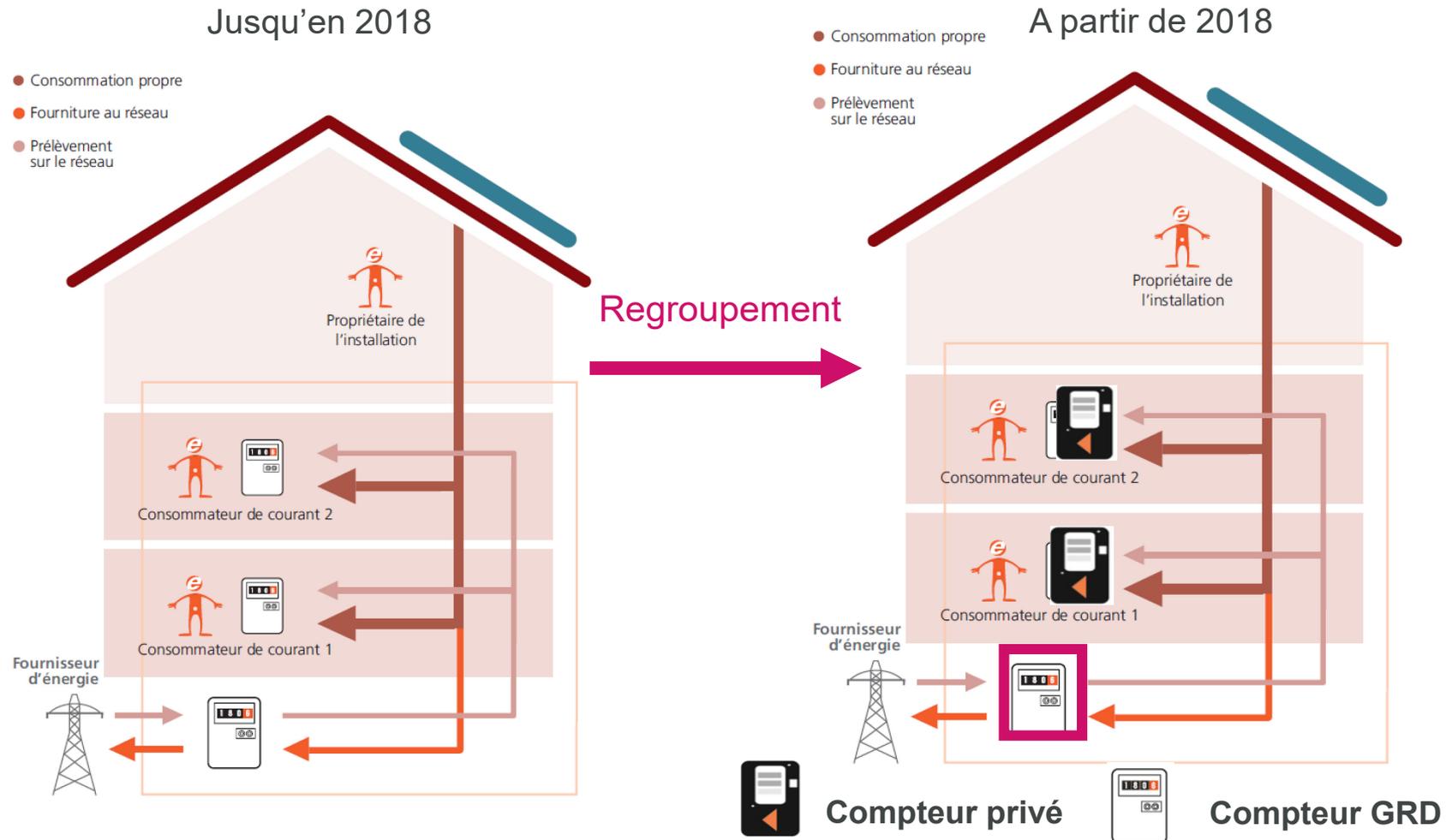
## AUTRES ÉLÉMENTS

---

- Les **départs avant le transformateur** assurant la liaison avec un autre niveau de réseau ou avec une centrale électrique (à l'exception des départs assurant la liaison avec une centrale nucléaire) **sont des composants du réseau de transport.**
- L'indemnisation des **tâches d'information des cantons** visées à l'art. 9e, al. 2, LApEI **ne comprend pas d'émolument pour** le travail d'information que ceux-ci effectuent dans le cadre d'un mandat de base de la Confédération.
- Le projet de consultation prévoyait de concrétiser la **notion d'agent de stockage**. La proposition a cependant été largement rejetée lors de la consultation, raison pour laquelle le sujet sera à nouveau examiné dans le cadre de la **révision de la LApEI.**



# NOUVEAU DANS LA LOI: REGROUPEMENTS DANS LE CADRE DE LA CONSOMMATION PROPRE





# CONSOMMATION PROPRE REGROUPEMENT (RCP) ET GRD

---

## Art. 18 LEne: Relation avec le gestionnaire de réseau

1 Après leur regroupement, les consommateurs finaux disposent ensemble, par rapport au gestionnaire de réseau, d'un point de mesure unique, au même titre qu'un consommateur final...

Le regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) est un **seul client final** du GRD:

- Un point de mesure unique du GRD pour la consommation (différence avec le «Modèle GRD»)
- RCP responsable des compteurs et de la facturation interne
- RCP peut changer de fournisseur d'électricité en cas de consommation  $\geq 100$  MWh / an



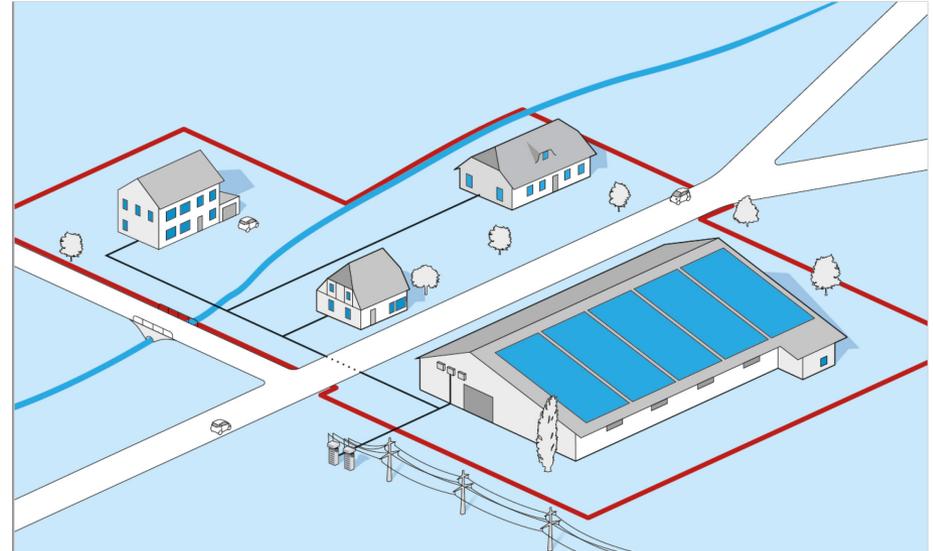
# CONSOMMATION PROPRE

## ORDONNANCE SUR L'ÉNERGIE

---

### Art. 14 Lieu de la production

<sup>1</sup> Propriété sur laquelle se trouve l'installation de production et les terrains contigus n'utilisant pas le réseau public



### Nouveau depuis le 1<sup>er</sup> avril 2019:

<sup>2</sup> Les terrains qui ne sont séparés que par une rue, une voie ferrée ou un cours d'eau sont également considérés comme contigus, moyennant l'accord du propriétaire concerné.



# CONSOMMATION PROPRE

## ORDONNANCE SUR L'ÉNERGIE

---

### Art. 15 Condition du regroupement

<sup>1</sup>RCP permis: si la puissance de production est  $\geq 10\%$  à la puissance de raccordement du RCP.

### Nouveau depuis le 1<sup>er</sup> avril 2019:

<sup>2</sup>Les installations de production doivent être exploitées au moins 500 heures par an.

<sup>3</sup> Si le regroupement ne remplit ultérieurement plus la condition énoncée à l'al. 1, il ne peut perdurer que si les motifs du changement relèvent de ses participants existants.

Autrement dit: si la puissance de raccordement au réseau augmente en raison:

- de nouvelles bornes de recharge, p. ex. – ok!
- de la participation d'un bâtiment supplémentaire au regroupement – pas ok!

→ augmentation de l'installation photovoltaïque



# GUIDES PRATIQUES DE LA CONSOMMATION PROPRE

Avril 2018

**Guide pratique de la  
consommation propre**

Application selon  
LEne & OEne à partir du  
1<sup>er</sup> janvier 2018

Guide de mise en œuvre des  
**rapports internes**

A télécharger sur  
[www.suisseenergie.ch](http://www.suisseenergie.ch)

Version 2.0 publiée fin avril 2019  
(traduction française en cours)

  
suisse énergie  
Notre engagement, notre futur



**Manuel sur la réglementation de la consommation  
propre (MRCP)**

Guide régissant les **rapports  
avec le GRD**

MRCP – 2<sup>e</sup> édition avril 2018

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen  
Associazione dei produttori elettrici svizzeri  
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Téléphone +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, [info@elnet.ch](mailto:info@elnet.ch), [www.elnet.ch](http://www.elnet.ch)





# ENCOURAGEMENT ENERGIES RENOUVELABLES

## APERÇU

---

### Rétribution de l'injection jusqu'en 2023:

- Installations photovoltaïques à partir de 100 kW
- Nouvelles petites centrales hydroélectriques
- Nouvelles installations de biomasse (hormis les STEP et les UIOM)
- Éoliennes
- Installations géothermiques

### Rétribution unique (RU) jusqu'en 2030:

- PRU (jusqu'à 100 kW)
- GRU (à partir de 100 kW)

### Contributions d'investissement jusqu'en 2030:

- **Petites installations hydroélectriques:** installations agrandies ou rénovées
- **Grandes installations hydroélectriques:** installations nouvelles, agrandies ou rénovées
- **STEP, UIOM et centrales à bois** d'importance régionale

### Contingents 2019:

- PV: demandes déposées jusqu'au 30.4.2012 supprimées de la liste d'attente
- Autres technologies: projets au bénéfice d'un traitement prioritaire 2016 + 2017

### Contingents supplémentaires (décision: nov. 2019):

- PV: demandes déposées jusqu'au 30.6.2012 supprimées progressivement de la liste d'attente
- Autres technologies: pas de réduction supplémentaire de la liste d'attente



# ENCOURAGEMENT PHOTOVOLTAÏQUE

## CONTINGENTS 2019

	Construit	Pas construit	Réduction de la liste d'attente par la gestion des demandes déposées jusqu'au	Nombre d'installations	Délai d'attente pour demandes déposées en 2019
PRU (<100 kW)	260 MW	-	30.06.2018	env. 13 500	env. 1½ an
GRU (≥100 kW)	199 MW	390 MW	31.01.2014	env. 2 000	env. 2 ans
Rétribution de l'injection (≥100 kW)	41 MW	34 MW	30.04.2012	env. 220	-



# ENCOURAGEMENT PHOTOVOLTAÏQUE

## APPROCHES RU À PARTIR DU 1.4.2019

	Installations ajoutées	Installations intégrées
Contribution de base	1400 CHF	1550 CHF
Contribution liée à la puissance < 30 kW	340 CHF/kW <span style="border: 1px solid red; padding: 2px;">-15%</span>	380 CHF/kW
Contribution liée à la puissance à partir de 30 kW	300 CHF/kW	330 CHF/kW



# MERCI DE VOTRE ATTENTION

---



*Mohamed.benahmed@bfe.admin.ch*