

Recommandation de la branche

# Metering Code Suisse

Dispositions techniques pour la mesure et  
la mise à disposition des données de mesure

MC – CH 2025

## Impressum et contact

### Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES  
Hintere Bahnhofstrasse 10  
CH-5000 Aarau  
Téléphone +41 62 825 25 25  
info@electricite.ch  
[www.electricite.ch](http://www.electricite.ch)

### Auteurs et autrices de la première édition

Rudolf Baumann	ETRANS/Swissgrid AG	Responsable GPP* MC CH
Stefan Brunner	EWBN AG, Brig	Membre GPP MC CH
Philippe Gagnebin	Groupe E	Membre GPP MC CH
Alexander Pfister	AES	Membre GPP MC CH
Cornel Rüede	ETRANS/Swissgrid AG	Membre GPP MC CH
Edgar Vock	NOK AG	Membre GPP MC CH
Peter Walter	EKT AG	Membre GPP MC CH
Thomas Winter	Visos AG	Membre GPP MC CH

### Auteurs (édition 2025)

Antonio Martinelli	ewz	Co-président EnDaKo
Cristiano Pianezzi	AET	Co-président EnDaKo
Roland Bissig	Swissgrid SA	Membre EnDaKo
Jan Giger	Genossenschaft Elektra, Jegenstorf	Membre EnDaKo
Vincent Graf	Romande Energie SA	Membre EnDaKo
Adrian Gremlich	Technische Betriebe Weinfelden AG	Membre EnDaKo
Simon Keller	Axpo Grid AG	Membre EnDaKo
Roland Kiefer	ACA Administration Consulting AG	Membre EnDaKo
André Rast	CKW	Membre EnDaKo
Christian Gubler	AES	Secrétaire EnDaKo
Steffen Weber	Industrielle Werke Basel	Membre EnDaKo
Luigi Zala	IBC Energie Wasser Chur	Membre EnDaKo
Stefan Zaugg	ewb, Berne	Membre EnDaKo
René Peyer	Enersuisse AG	Membre EnDaKo

\*GPP = groupe de projet partiel

\*\*EnDaKo = Commission Données énergétiques (Mesures et échange de données de mesures) de l'AES

## Chronologie

Mai 2005	Début du travail du GPP MC
30 janvier 2006	Achèvement de l'ébauche MC – CH
Février/mars 2006	Consultation au sein de la branche
Avril/mai 2006	Achèvement de la version allemande pour approbation par le Comité de l'AES
1 <sup>er</sup> juin 2006	Approbation par le Comité de l'AES
12 janvier 2007	Correction linguistique et graphique de quelques passages
Août à novembre 2007	Modification et harmonisation avec la LApEI, l'OApeI et le DA «Échange de données standardisé pour le marché de l'électricité CH», y compris consultation dans la branche
5 décembre 2007	Approbation par le Comité de l'AES
Mai 2008	Modifications et adaptation à l'OApeI du 14 mars 2008
18 juin 2008	Approbation par le Comité de l'AES
Automne 2008	Révision en vue de l'édition 2009 et consultation ouverte
Novembre à décembre 2008	Consultation ouverte conformément à l'art. 27, al. 4 OApEI
14 mai 2009	Approbation par le Comité de l'AES
Été/automne 2010	Révision en vue de l'édition 2011, consultation ouverte
2 mars 2011	Approbation par le Comité de l'AES
Janvier à mars 2012	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition 2012
Avril à mai 2012	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
24 octobre 2012	Approbation par le Comité de l'AES
Janvier à août 2014	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition 2015
Septembre à octobre 2014	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
3 décembre 2014	Approbation par le Comité de l'AES
Mars à mai 2015	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition de septembre 2015
Juin à juillet 2015	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
18 mai 2016	Approbation par le Comité de l'AES
Juin 2016 à avril 2017	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition de juillet 2017
Mai à juin 2017	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
12 septembre 2017	Approbation par le Comité de l'AES
Mars à juillet 2018	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition 2018
Août à septembre 2018	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
24 octobre 2018	Approbation par le Comité de l'AES
Juin à septembre 2021	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition 2022
Novembre 2021 à janvier 2022	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
11 mai 2022	Approbation par le Comité de l'AES
Janvier à juillet 2025	Révision par la Commission Données énergétiques en vue de l'édition 2025
Août à septembre 2025	Consultation selon l'art. 27, al. 4 OApEI dans la branche et auprès de tiers
4 décembre 2025	Approbation par le Comité de l'AES

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES a approuvé ce document à la date du 04.12.2025.

---

Imprimé n°1004f, édition décembre 2025

**Copyright**

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, toute distribution ou tout autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

Ce document est un document de la branche sur le marché de l'électricité. Il fait office de directive au sens de l'art. 27, al. 4 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité. La Commission Données énergétiques de l'AES s'occupe de maintenir à jour le document.

**REMARQUE:** en cas de modifications de la législation ultérieures à la publication de ce document, les lois, ordonnances, décisions et directives (notamment de l'ESTI et Suva) priment les dispositions du présent document.

## Table des matières

Préface .....	9
Domaine d'application du document .....	10
Entrée en vigueur .....	10
1. Introduction.....	11
1.1 Objectif et domaine d'application du Metering Code Suisse .....	11
1.2 Compétence et responsabilité.....	12
1.3 Dispositions marginales pour la préparation des données de mesure .....	12
2. Exigences minimales .....	15
2.1 Propriété des données .....	15
2.2 Identification des acteurs du marché et des réseaux.....	16
3. Description du processus de mise à disposition des données de mesure .....	18
4. Exploitation de la place de mesure .....	20
4.1 Généralités .....	20
4.2 Sens du flux d'énergie.....	20
4.2.1 But .....	22
4.2.2 Variantes des points de mesure .....	22
4.2.3 Système de codage des points de mesure .....	22
4.2.4 Types de points de mesure .....	24
4.2.4.1 Définition de la place de mesure, du point de mesure et de la désignation du point de mesure .....	24
4.2.5 Points de mesure spéciaux.....	26
4.2.5.1 Mesure en cas de consommation propre et dans une CEL.....	26
4.2.5.2 Mesure en cas d'utilisation d'installation de stockage .....	26
4.3 Codes OBIS .....	26
4.3.1 Exemple de désignation d'un point de mesure réel et du code OBIS: .....	28
4.3.2 Exemple de désignation d'un point de mesure virtuel et du code OBIS: .....	28
4.4 Équipements de mesure .....	29
4.4.1 Exigences générales .....	29
4.4.2 Classes de précision.....	29
4.4.3 Courbe de charge .....	30
4.4.4 Équipements de mesure spéciaux .....	30
4.4.5 Dispositifs de communication .....	30
4.4.6 Base de temps des courbes de charge .....	30
4.4.7 Exploitation des places de mesure .....	31
4.4.8 Surveillance des équipements de mesure .....	31
4.4.9 Remplacement des équipements de mesure .....	32
4.4.10 Vérification des équipements de mesure .....	32
5. Acquisition des données .....	32
5.1 Relevés ordinaires .....	32
5.2 Relevés extraordinaires .....	33
6. Préparation des données .....	33
6.1 Généralités .....	33
6.2 Validation des données de mesure.....	33
6.2.1 Généralités.....	33
6.2.2 Validation des données de mesure pour les installations de mesures sans SMI .....	34
6.2.3 Validation des données de mesure de courbes de charge (SMI) .....	34
6.2.3.1 Généralités .....	34

6.2.3.2	Contrôle du nombre des périodes d'enregistrement par jour .....	34
6.2.4	Procédures complémentaires pour contrôler la validation des données de mesure.....	35
6.3	Établissement de valeurs de substitution.....	35
6.3.1	Généralités.....	35
6.3.2	Établissement de valeurs de substitution pour les installations de mesure sans SMI .....	35
6.3.3	Établissement de valeurs de substitution pour les courbes de charge (SMI) .....	36
6.3.3.1	Procédure d'interpolation pour l'établissement des valeurs de substitution des courbes de charge.....	36
6.3.3.2	Procédure de comparaison pour l'établissement des valeurs de substitution de courbes de charge.....	37
6.3.3.3	Définition des valeurs .....	37
6.3.3.4	Définition de la courbe de charge de substitution .....	37
6.3.3.5	Mise à l'échelle 38	
6.4	Identification des valeurs de mesure .....	40
7.	Traitement des données .....	41
7.1	Tâches.....	41
7.2	Gestion des attributions de fournisseurs.....	41
7.3	Obligation d'information .....	41
7.4	Pertes de réseau.....	41
7.5	Pool de clients virtuel du fournisseur de l'approvisionnement de base .....	41
7.5.1	Principe .....	41
7.5.2	Calcul du pool de clients virtuel .....	42
7.6	Agrégation des données .....	42
7.6.1	Calcul des agrégations pour le décompte de l'énergie d'ajustement .....	42
7.6.1.1	Bases .....	42
7.6.1.2	Agrégations de fournisseurs/producteurs .....	43
7.6.1.3	Agrégations du fournisseur de l'approvisionnement de base .....	43
7.6.1.4	Agrégations des groupes-bilan .....	43
7.6.1.5	CEL – échanges internes .....	43
7.6.2	Calcul des agrégations pour le report de coûts/l'imputation de coûts .....	44
7.6.2.1	Courbe de charge brute du réseau propre pour l'imputation des coûts .....	44
7.6.2.2	Courbe de charge brute agrégée totale pour le report de coûts .....	45
7.7	Installations productrices d'énergie (IPE) .....	45
7.7.1	Formation de profils (par analogie avec la méthode PTa) d'injection (Pi).....	46
7.8	Données OSTRAL pour la surveillance des groupes-bilan et pour le recours aux centrales .....	46
7.9	Tâches de contrôle.....	47
7.9.1	Gestionnaire de réseau .....	47
7.9.2	Fournisseur .....	47
7.9.2.1	Contrôle des agrégations .....	47
7.9.3	Responsable de groupe-bilan.....	47
7.9.3.1	Contrôle des agrégations .....	47
	Contrôle du solde des séries de valeurs .....	48
7.10	Protection des données de mesure .....	48
7.11	Archivage .....	48
8.	Livraison des données .....	49
8.1	Principe .....	49
8.2	Délais de livraison .....	49
8.3	Livraison supplémentaire .....	50

8.4	Agrégats et chroniques échangés mensuellement: corrections intervenant après le délai prescrit....	51
9.	Annexes .....	52
9.1	Annexe 1: Aperçu de l'utilisation des codes OBIS en Suisse .....	52
9.1.1	Légende (tableau 14).....	53
9.2	Annexe 2: Mesure à 4 quadrants .....	55
9.3	Annexe 3: Mesures dans les réseaux de faible envergure .....	57

## **Liste des figures**

Figure 1: Définition du sens du flux d'énergie	21
Figure 2: Mesure sans CEL	25
Figure 3: Mesure avec CEL	26
Figure 4: Représentation graphique pour l'établissement de valeurs de substitution dans la courbe de charge	36
Figure 5: Procédé de comparaison	39
Figure 6: Échange interne à la CEL	44
Figure 7: Correspondance entre système vectoriel, mesure à 4 quadrants, code OBIS et code produit	55
Figure 8: Réseau de faible envergure avec mesure des points de raccordement au réseau par le GRD	57
Figure 9: Réseau de faible envergure avec installation de production >30 kVA dans un réseau de faible envergure	58

## **Liste des tableaux**

Tableau 1: Exigences minimales pour la mise à disposition des données de mesure	17
Tableau 2: Étapes du processus de mise à disposition des données de mesure	19
Tableau 3: Combinaisons de sens de flux d'énergie	22
Tableau 4: Exemple de désignation du point de mesure avec indication des positions constituantes	22
Tableau 5: Désignation du point de mesure avec indication des positions constituantes	23
Tableau 6: Groupes de valeurs des codes OBIS	27
Tableau 7: Exemple de désignation d'un point de mesure réel et du code OBIS	28
Tableau 8: Exemple de désignation d'un point de mesure virtuel et du code OBIS	28
Tableau 9: Exigences minimales des classes de précision	30
Tableau 10: Exigences minimales de la précision du synchronisme des mesures de courbes de charge	31
Tableau 11: Interpolation en cas de courtes périodes manquantes dans la courbe de charge	36
Tableau 12: Statuts des valeurs de mesure	40
Tableau 13: Délais de livraison pour les différentes fonctions	50
Tableau 14: Exemples de codes OBIS utilisés en Suisse	53

## Préface

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl), par l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) et par la loi sur l'énergie (LEne).

Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de cette dernière selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEl sont des normes d'autorégulation. En principe, les documents de la branche font foi pour toutes les personnes impliquées ayant déclaré que lesdits documents faisaient partie intégrante d'un contrat donné.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique (MMEE)

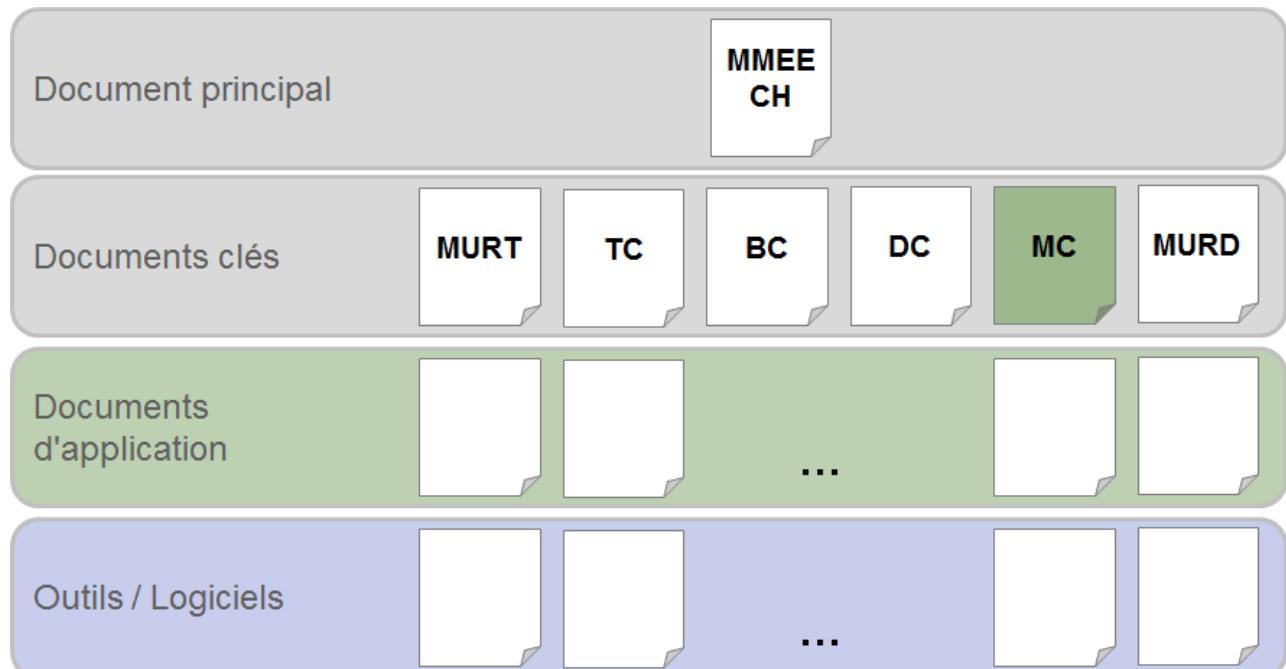
Documents clés

Documents d'application

Outils/logiciels

Le présent document «Metering Code (MC – CH)» est un document clé.

### Structure des documents



## **Domaine d'application du document**

La publication du Metering Code Suisse MC – CH définit les possibilités ou limites d'application suivantes:

Le Metering Code Suisse constitue le concept actuel de gestion des données de mesure pour le marché suisse de l'électricité.

Le concept doit être appliqué en fonction des règles des autres documents clés et des documents d'application qui les complètent.

### **Entrée en vigueur**

Les réglementations figurant dans la présente édition doivent être mises en œuvre le 1<sup>er</sup> janvier 2026.

## **Abréviations, concepts et définitions**

En ce qui concerne les abréviations, les termes et les définitions, nous vous renvoyons au glossaire de l'AES (<https://www.strom.ch/fr/services/glossaire-des-documents-de-la-branche-de-laes>).

## 1. Introduction

### 1.1 Objectif et domaine d'application du Metering Code Suisse

- (1) Le présent Metering Code Suisse décrit un système de mise à disposition des données de mesure efficace et réalisable avec la qualité requise pour tous les acteurs concernés du marché. Il définit les exigences minimales pour les mesures destinées à la facturation (désignées ci-après mesures). La mise à disposition de données de mesure décrite s'applique à tous les niveaux de réseaux.

Le Metering Code Suisse MC – CH s'applique à tous les niveaux de réseaux (NR1 – NR7), du niveau de transport (380 kV/220 kV) au niveau local de distribution (400 V) y compris les réseaux de faible envergure («installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine»).

Les dispositions de la LApEI et de l'OApeI s'appliquent aux RCP virtuels (RCPv) et aux communautés électriques locales (CEL), et font donc aussi partie du Metering Code.

- (2) Le Metering Code Suisse est donc délimité comme suit:

- Ce document n'aborde pas les besoins en matière de mesure d'exploitation.
- Les mesures en temps réel nécessaires au réglage de la fréquence et de la puissance active sont traitées sous Transmission Code.
- Les mesures pour la facturation de la consommation interne<sup>1</sup> ne sont pas traitées.
- Les réseaux de faible envergure sont traités dans le document de la branche «Réseaux de faible envergure». Il ne traite pas l'approbation ni l'étalonnage des appareillages de mesure.
- Les mesures en temps réel nécessaires à la conduite du réseau sont traitées par le Transmission Code et le Distribution Code.
- L'application de la réglementation relative à la consommation propre est décrite dans le manuel du même nom (MRCP). À l'exception des installations de production faisant partie du regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP), les compteurs d'un RCP ne font pas partie du domaine de responsabilité du GRD et ne sont donc pas traités dans le présent Metering Code.
- Les conditions de mise à disposition des données de mesure fournies par des installations de stockage au sein d'un RCP sont définies dans le manuel de l'AES «Installations de stockage d'électricité (MISE)».
- Les informations relatives à la facturation de l'utilisation du réseau et des frais de mesure sont décrites dans le document clé «Modèle d'utilisation des réseaux de distribution» (MURD – CH) ainsi que dans le document d'application «Schéma de calcul des coûts».
- Le manuel Gestion des données de mesure (MDM – CH) fournit des recommandations sur le traitement et l'utilisation des données de mesure ainsi que sur l'échange de ces dernières.
- La recommandation de la branche «Politique des données dans la branche énergétique» constitue le cadre de gestion globale des données dans la branche énergétique.

---

<sup>1</sup> Interne aux entreprises d'approvisionnement en énergie

- (3) Le Metering Code Suisse définit les exigences minimales à satisfaire au niveau de la gestion des données de mesure pour permettre le traitement conforme aux dispositions légales de la facturation, des groupes-bilan, de l'utilisation du réseau et des services-système.
- (4) Les acteurs du marché sont libres de définir dans quelle mesure ils souhaitent dépasser les exigences minimales définies dans le Metering Code Suisse. Des exigences supplémentaires doivent être dédommagées selon le principe de causalité.
- (5) Le Metering Code régit les compteurs électriques classiques ainsi que les systèmes de mesure intelligents (SMI) conformément aux art. 8a<sup>decies</sup> et 8b OApEl du 1<sup>er</sup> janvier 2026.
- (6) Les références aux articles de loi et d'ordonnance (en particulier LApEl/OApEl) se rapportent aux versions valables à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026.

## 1.2 Compétence et responsabilité

- (1) La compétence et la responsabilité de la mise à disposition des données de mesure incombent au gestionnaire de réseau. Pour les points d'interconnexion entre deux gestionnaires de réseau, la responsabilité de la mise à disposition des données de mesure est à régler de manière univoque: normalement elle incombe au propriétaire du champ de couplage côté haute tension. Les stipulations contractuelles divergentes déjà en place peuvent être maintenues. Pour les points d'interconnexion entre deux réseaux de même niveau, la responsabilité doit être réglée par accord bilatéral. Cela étant, le gestionnaire de réseau est tenu de fournir à tous les acteurs du marché autorisés toutes les données dont ils ont besoin avec une qualité irréprochable et dans les délais impartis. Il peut assurer lui-même ce service ou le déléguer en partie ou intégralement à des tiers. Dans le cadre des réglementations correspondantes, les acteurs du marché sont habilités à exiger la mise à disposition des données de mesure en fonction de leurs besoins adaptés à l'utilisation du réseau et à la fourniture d'énergie (voir document d'application SDAT – CH). Cette règle est valable tant pour la mise à disposition périodique des données de mesure que pour la mise à disposition ponctuelle dans le cadre d'un processus de changement.<sup>2</sup>

## 1.3 Dispositions marginales pour la préparation des données de mesure

- (1) Des exigences légales particulières sont posées aux données de mesure d'énergie qui sont utilisées pour la facturation de prestations fournies dans le cadre d'un contrat. Conformément à l'art. 10 de la «loi fédérale sur la métrologie» (LMétr) RS 941.20, l'utilisateur d'instruments de mesure doit s'assurer que l'homologation pour le compteur a été accordée dans le cadre des prescriptions relatives au compteur et que l'étalonnage a été effectué dans les délais. Selon l'art. 4 de l'ordonnance sur les instruments de mesure (OIMes) RS 941.210, l'utilisateur est la personne physique ou morale qui décide de l'emploi d'un instrument de mesure indépendamment du titre de propriété. La section 4 de l'«ordonnance du DFJP sur les instruments de mesure de l'énergie et de la puissance électriques» (OIMepe) RS 941.251 règle les obligations de l'utilisateur. Le gestionnaire de réseau étant compétent pour la mesure, il en est aussi responsable au sens de la loi fédérale sur la métrologie et de l'ordonnance sur les instruments de mesure.
- (2) Selon l'art. 9 de la «loi fédérale sur la métrologie» (LMétr) RS 941.20 et les art. 4 à 9 de l'«ordonnance sur les instruments de mesure» (OIMes) RS 941.210, l'obligation d'approbation et de

---

<sup>2</sup> Voir SDAT – CH «Échange de données standardisé pour le marché du courant électrique suisse»

vérification s'étend aux mesures destinées aux transactions commerciales et à la détermination officielle. Ces mesures sont définies comme «mesures de décompte».

- (3) Fondamentalement, ces mesures doivent être installées partout où les données saisies et mises à disposition servent directement à la facturation de prestations fournies à des tiers dans le cadre d'un contrat. Cette règle est valable pour la facturation de l'utilisation du réseau comme pour la facturation des transactions d'énergie, de même que pour les garanties d'origine.
- (4) L'OAPEI du 1<sup>er</sup> janvier 2018 dispose que 80 % de l'ensemble des places de mesure installées doivent être équipées de systèmes de mesure intelligents (SMI) d'ici à fin 2027. Les SMI enregistrent notamment les courbes de charge sur une période de quinze minutes et les appareils de mesure intelligents disposent de deux interfaces locales, dont l'une est réservée à la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données du gestionnaire de réseau et l'autre au consommateur final, au producteur ou au gestionnaire d'installation de stockage concerné (cf. recommandation de la branche «Standards interface client pour les systèmes de mesure intelligents» RL-DSP – CH 2024, annexe 3). Un système de mesure de la courbe de charge existante avec lecture à distance peut être comptabilisé dans les 80 % et rester en service jusqu'à la fin de sa durée de vie si son acquisition a débuté avant le 1<sup>er</sup> janvier 2019 (art. 31l, al. 1 OApEI).
- (5) Le gestionnaire de réseau détermine la date à laquelle il souhaite équiper une place de mesure d'un SMI, sauf<sup>3</sup>
  - quand le consommateur final fait usage de son droit d'accès au réseau ou,
  - quand le bénéficiaire d'un raccordement raccorde une installation de production au réseau de distribution (installations plug and play exclues) ou,
  - quand un RCP/RCPv, une CEL ou un gestionnaire d'installation de stockage exige l'installation d'un SMI, ce dernier doit être installé dans un délai de trois mois ou,
  - pour les installations de stockage avec consommation finale et des installations de transformation qui souhaitent faire usage de leur droit à la rémunération pour l'utilisation du réseau.
- (6) L'art. 8b OApEI réglemente la vérification de la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents. La recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents» (RLP-DSP – CH) fournit de plus amples informations à ce sujet.
- (7) Il est indispensable d'effectuer des mesures de facturation aux points de fourniture et de soutirage du réseau, ainsi qu'aux points d'interconnexion entre les différents réseaux. Chaque point d'interconnexion entre les gestionnaires de réseau peut être équipé d'un SMI, mais au minimum d'un système de mesure de la courbe de charge.
- (8) Les points de mesure pour les fournitures et les soutirages des consommateurs finaux, des producteurs et des gestionnaires d'installations de stockage sont déterminés par le gestionnaire de réseau. Les points de mesure entre deux réseaux de distribution sont définis d'un commun accord par les deux gestionnaires de réseau, qu'il s'agisse de points de mesure entre deux niveaux de réseau ou entre deux réseaux de distribution de même niveau. Les données transmises

---

<sup>3</sup>Art. 31e et art. 31n OApEI

doivent correspondre aux valeurs effectivement mesurées ou agrégées. Les valeurs de substitution doivent être créées selon les règles reconnues visées au chapitre 6.3.

- (9) En ce qui concerne la responsabilité civile, les dispositions de la loi fédérale concernant les installations électriques à courant faible et fort du 24 juin 1902 (état au 1<sup>er</sup> juillet 2024) font foi, ainsi que les ordonnances basées sur cette loi et les dispositions correspondantes.

## 2. Exigences minimales

**Chaque place de mesure d'un consommateur final dont la courbe de charge n'est pas mesurée reste impérativement dans le groupe-bilan du fournisseur de l'approvisionnement de base!**

- (1) Conformément à l'art. 8b OApEl, les systèmes de mesure intelligents doivent être soumis à une vérification de la sécurité des données et satisfaire aux exigences définies à l'art. 8a<sup>decies</sup> de cette même ordonnance. Comme ils calculent notamment les courbes de charge, ils sont assimilés aux équipements de mesure de la courbe de charge mentionnés dans le présent document.
- (2) Les SMI doivent être utilisés pour les consommateurs finaux qui font usage de leur droit d'accès au réseau (art. 31e OApEl), pour les producteurs si une nouvelle installation de production est raccordée au réseau électrique (art. 31n OApEl), pour les participants à un RCPv ou une CEL ainsi que pour les gestionnaires d'installations de stockage (art. 31, al. 4 OApEl).
- (3) Dans des cas exceptionnels, par exemple pour les injections de secours, il faut définir de façon bilatérale des séries de remplacement pour la durée de l'utilisation.
- (4) La loi autorise les consommateurs finaux ayant une consommation annuelle supérieure ou égale à 100 000 kWh à changer de fournisseur ou à quitter l'approvisionnement de base. Lorsqu'un consommateur final a fait usage de son droit à l'accès au réseau en vertu de ces critères, il gardera pour toujours ce droit à la liberté de choix, même si sa consommation annuelle descend en dessous de 100 000 kWh.
- (5) Les exigences minimales pour la mise à disposition des données de mesure sont récapitulées dans le tableau 1.
- (6) Le relevé et le traitement ultérieur des données au moyen de l'interface dédiée au client incombe au consommateur final, au producteur ou au gestionnaire d'installation de stockage (cf. «Standards interface client pour les systèmes de mesure intelligents» RL-DSP – CH 2024, annexe 3)

### 2.1 Propriété des données

- (1) Le gestionnaire de réseau est responsable de la mise à disposition des données de mesure. Sa responsabilité s'étend de l'exploitation de la place de mesure à la livraison des données, en passant par leur traitement.
- (2) Le propriétaire des données de mesure est l'utilisateur de réseau, c'est-à-dire le consommateur final, le producteur, le gestionnaire d'installation de stockage ou, respectivement, le gestionnaire de réseau aval. Lors de transitions entre réseaux de même niveau, la propriété des données est à régler bilatéralement. Les utilisateurs de réseau ont le droit d'accéder à leurs données et de les utiliser.
- (3) Le gestionnaire de réseau est gérant fiduciaire des données de mesure. Il a le droit et est tenu d'agréger les données de mesure pour la facturation des groupes-bilan, de l'utilisation du réseau et services système et de les transmettre sans discrimination aux acteurs de marché autorisés. Il est autorisé à utiliser les données pour remplir les tâches légales et à les transmettre — sous une forme anonymisée — à des fins d'études qui sont d'intérêt public (clarifications de la branche,

travaux universitaires, projets de recherche). Les dispositions légales en matière de protection et de sécurité des données s'appliquent.

- (4) Dans le cadre du déploiement de systèmes de mesure intelligents, l'infrastructure/la technologie utilisée pour la sécurité des données doit satisfaire aux exigences ad hoc stipulées à l'art. 8b OApEI. Pour ce faire, il convient d'appliquer les directives définies dans la recommandation de la branche «Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents (RLP-DSP – CH).

## 2.2 Identification des acteurs du marché et des réseaux

- (1) Tous les acteurs et réseaux impliqués dans l'échange de données sont à identifier de manière univoque par un code identificateur. À cette fin, on utilise le code EIC.
- (2) Cette désignation est normalisée en Europe selon les instructions d'ENTSO-E réalisées selon le code EIC (voir [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)).
- (3) Chaque gestionnaire de réseau a besoin d'un code EIC-Y (Area-Code) pour l'identification de son réseau et d'un code EIC-X (Party-Code) pour son identification en qualité d'acteur du marché.
- (4) Par suite de l'obligation de séparation réseau – marché (Unbundling), les fonctions de marché, donc les rôles de fournisseur (et éventuellement de responsable de groupe-bilan), nécessitent au moins un code X pour l'activité de distribution de l'EAU actuelle.
- (5) Ce code X est à utiliser pour les activités de fournisseur. Si un propre groupe-bilan est mis en place, un code X spécifique est également nécessaire.
- (6) Ces codes sont attribués en Suisse par Swissgrid<sup>4</sup>.
- (7) Les gestionnaires de réseaux de faible envergure et les RCP n'ont pas le statut de gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et ne peuvent donc pas solliciter de code EIC-Y (Area Code).

---

<sup>4</sup> La liste des codes EIC existants et attribués par Swissgrid est disponible sur <http://www.swissgrid.ch>

Exigences minimales concernant la mise à disposition des données de mesure pour les différentes catégories					
Catégorie de place de mesure	Unité	Type de mesure, périodicité de relevé	Moment de la livraison		Remarques
			Données non validées à titre informatif	Données validées à but de décompte	
Consommateurs finaux, producteurs et gestionnaires d'installations de stockage sans SMI ou sans mesure de la courbe de charge	kWh kW <sup>2</sup> kvarh <sup>4</sup>	Index de compteurs <sup>1</sup> Év. puissance maximale au ¼ h <sup>2</sup> Énergie réactive <sup>4</sup> Relevé <sup>3</sup> : mensuel, trimestriel, semestriel ou annuel	Pas de mise à disposition	Mensuel, trimestriel, semestriel ou annuel <sup>3</sup>	Le choix – du type de mesure; – de la période de relevé; – de la mise à disposition; est de la compétence du gestionnaire de réseau.
Consommateurs finaux, producteurs et gestionnaires d'installations de stockage avec un SMI ou une mesure de la courbe de charge	kWh kvarh <sup>4</sup>	Mesure de la courbe de charge avec énergie active et énergie réactive au ¼ h Énergie active au ¼ h, mesure quotidienne Mesurer l'énergie réactive au ¼ h et relever si besoin	Quotidien <sup>5</sup>	Mensuel le jour ouvrable suivant pour les points de transition avec l'étranger	Le relevé des courbes de charge doit avoir lieu quotidiennement.

Tableau 1: Exigences minimales pour la mise à disposition des données de mesure

<sup>1</sup> Le gestionnaire de réseau détermine les registres de compteurs utilisés pour les utilisateurs du réseau existant.

<sup>2</sup> Le gestionnaire de réseau détermine les utilisateurs du réseau chez lesquels, en plus, la mesure de la puissance maximale au ¼ h (kW) est enregistrée.

<sup>3</sup> Le gestionnaire de réseau détermine les dates de relevé ou de télérelevé.

<sup>4</sup> Le gestionnaire de réseau détermine les utilisateurs du réseau chez lesquels la mesure de l'énergie réactive (kvarh) est enregistrée. Aux points d'interconnexion vers le réseau de transport, l'énergie réactive doit être impérativement mesurée.

<sup>5</sup> Les données quotidiennes doivent être livrées automatiquement conformément au chapitre 8.

### **3. Description du processus de mise à disposition des données de mesure**

- (1) La mise à disposition des données de mesure est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution pour divers acteurs du marché de l'électricité. Les tâches, les données et les responsabilités concernant les diverses étapes du processus sont récapitulées dans le tableau 2.
- (2) Le résultat de la mise à disposition des données permet de disposer de valeurs de mesure énergétiques clairement vérifiables indiquant à quel réseau et à quel point de mesure elles se réfèrent. Elles indiquent par ailleurs la période temporelle, la durée de mesure, le sens de flux d'énergie et l'unité de mesure.
- (3) Ces valeurs de mesure sont également clairement attribuables à un consommateur final, à un producteur ou à un gestionnaire d'installation de stockage et à un fournisseur ou à un groupe-bilan. Elles sont mises à la disposition des acteurs du marché concernés conformément au document d'application «Échange de données standardisé» (SDAT – CH).

	<b>Installation et exploitation de la place de mesure</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Gestion des compteurs</li> <li>- Attribution et gestion de la désignation du point de mesure</li> <li>- Administration de la place de mesure</li> <li>- Choix des appareils de mesure et de la période de relevé (prise en compte des besoins des acteurs du marché)</li> <li>- Étalonnage</li> <li>- Installation</li> <li>- Entretien</li> </ul>	<b>Acquisition des données</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Relevé des données</li> <li>- Télérelevé des données</li> <li>- Sauvegarde des données brutes</li> <li>- Archivage</li> </ul>	<b>Préparation des données</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Calcul des valeurs en énergie et maxima de puissance et maxima de puissance</li> <li>- Validation des données de mesure</li> <li>- Établissement de données de substitution</li> <li>- Archivage des données de mesure</li> </ul>	<b>Traitement des données</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Prise en compte des données contractuelles des acteurs du marché (fournisseur/GB)</li> <li>- Mise à jour des processus de changement</li> <li>- Agrégation des données (chaque point de mesure est assigné à un fournisseur)</li> <li>- Mise à disposition des données dans un format standardisé</li> <li>- Gestion des désignations des acteurs du marché</li> <li>- Gestion des droits d'accès</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Désignation du point de mesure</li> <li>- Catégorie de la place de mesure</li> <li>- Spécification de la place de mesure</li> <li>- Constante des convertisseurs</li> <li>- Lieu d'installation</li> <li>- Mesure du soutirage/de l'injection/du surplus</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Données brutes</li> <li>- Index des compteurs</li> <li>- Données de la courbe de charge au quart d'heure</li> <li>- Valeurs énergétiques (kWh et kvarh)</li> <li>- Horodatage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Énergie active (kWh)</li> <li>- Énergie réactive (kvarh)</li> <li>- Plages de tarif/plages de prix</li> <li>- Puissance maximale au quart d'heure (kW)</li> <li>- Courbes de charge au quart d'heure (kWh et kvarh)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Archivage des données traitées</li> <li>- Désignation du point de mesure</li> <li>- Horodatage</li> <li>- Énergie active (kWh)</li> <li>- Énergie réactive (kvarh)</li> <li>- Plages de tarif/plages de prix</li> <li>- Puissance maximale au quart d'heure (kW)</li> <li>- Courbes de charge au quart d'heure (kWh et kvarh)</li> <li>- Désignation des acteurs du marché</li> <li>- Relations contractuelles</li> </ul>
	Gestionnaires de réseau, responsable du point de mesure			
	Cf. document d'application «Échange de données standardisé pour le marché de l'électricité CH»			

Tableau 2: Étapes du processus de mise à disposition des données de mesure

## 4. Exploitation de la place de mesure

### 4.1 Généralités

- (1) Le gestionnaire de réseau est responsable de l'exploitation correcte des équipements de mesure. Les représentants du gestionnaire de réseau doivent avoir accès à la place de mesure en cas de perturbations ou pour effectuer des relevés, contrôler l'installation, remplacer les équipements de mesure ou réaliser des travaux d'entretien.
- (2) Toutefois, l'installation de compteurs d'électricité supplémentaires conformément à l'art. 17a<sup>bis</sup>, al. 7, LApEl est exclue de cette disposition si la consultation des données de mesure propres n'est pas garantie sous la forme prescrite par la loi avec le système de mesure intelligent utilisé par le gestionnaire de réseau. Ces dispositifs de mesure supplémentaires doivent satisfaire aux mêmes exigences que les dispositifs de mesure fournis par le gestionnaire de réseau.

### 4.2 Sens du flux d'énergie

- (1) La définition et la désignation claires du sens du flux d'énergie constituent un élément essentiel de la facturation de l'énergie et de la gestion du système dans l'approvisionnement en électricité. Elle constitue la base d'un relevé de données cohérent et interopérable tout au long de la chaîne de valeur, de la production à la consommation finale, en passant par le transport et la distribution.
- (2) Le sens du flux d'énergie est déterminé par le diagramme vectoriel de comptage d'un consommateur:
  - **Fourniture** (positif, +A/+R): l'énergie *sort* de la barre collectrice
    - OBIS: énergie active 1.X.X, énergie réactive 3.X.X
  - **Soutirage** (négatif, -A/-R): l'énergie *entre* dans la barre collectrice
    - OBIS: énergie active 2.X.X, énergie réactive 4.X.X



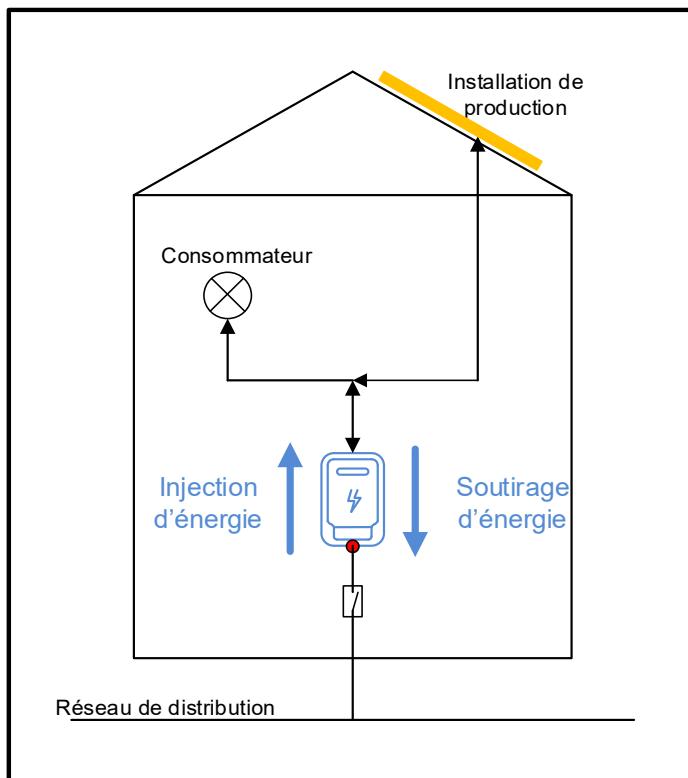


Figure 1: Définition du sens du flux d'énergie

- (3) Le système vectoriel de consommation est une convention internationale valable pour tous les gestionnaires de réseau, tant pour les consommateurs que les installations productrices.
- (4) Ce système est aussi valable pour les points de mesure virtuels, ainsi que pour les équipements de mesure de comparaison, sauf convention contraire.

Les quatre quadrants d'un cercle (annexe 3) permettent de représenter l'explication des énergies active et réactive. Cette représentation est compatible avec la représentation trigonométrique du domaine des nombres complexes.

Situation de mesure	Fourniture (injection, +A/+R)	Soutirage (soutirage, -A/-R)
<b>Réseau de transport ↔ réseau de distribution</b> (NR 1 → NR 3/NR 5)	Le niveau de transport fournit	Le niveau de transport soutire
<b>Réseau de transport ↔ production</b>	Le niveau de transport fournit (p. ex. consommation propre, pompes)	Le niveau de transport soutire (p. ex. injection par le générateur)
<b>Ligne au point d'interconnexion entre réseaux de même niveau de tension (réseau A ↔ réseau B)</b>	Le réseau A fournit au réseau B	Le réseau A soutire du réseau B
<b>Niveaux de distribution</b>	Le niveau de distribution amont fournit	Le niveau de distribution amont soutire

<b>(amont ↔ aval)</b>		
<b>Niveau de distribution ↔ producteur</b>	Le niveau de distribution fournit (p. ex. pour le besoin propre)	Le niveau de distribution soutire (production par le producteur)
<b>Gestionnaire de réseau ↔ consommateur final/producteur/gestionnaire d'installation de stockage</b>	Le gestionnaire de réseau fournit au consommateur	Le gestionnaire de réseau soutire du producteur

Tableau 3: Combinaisons de sens de flux d'énergie

#### 4.2.1 But

- (1) Le point de mesure définit des relations importantes entre les lieux de mesure, les équipements de mesure, les consommateurs finaux, les producteurs, les gestionnaires d'installations de stockage, les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux. Le point de mesure et la désignation du point de mesure restent les mêmes en cas de changement de consommateurs finaux, de producteurs, de gestionnaires d'installations de stockage ou de fournisseurs, en cas de fusion de gestionnaires de réseaux et lors du remplacement d'appareils. La désignation du point de mesure est partie intégrante du processus d'échange de données: elle est donc connue de tous les participants concernés par une fourniture d'énergie ou par une utilisation de réseaux.

#### 4.2.2 Variantes des points de mesure

- (1) Afin d'assurer la compatibilité avec l'environnement européen, les variantes des points de mesure sont basées sur le modèle de rôles harmonisé d'ENTSO-E, d'EFET et d'ebIX (modèle original). Sont notamment utilisées les variantes de points de mesure suivantes:
- **Point de mesure d'échange (Exchange Metering Point):** point où l'on mesure l'échange d'énergie entre deux réseaux. Le point de mesure d'échange est une variante des types de points de mesure.  
**Attention:** un point de mesure d'échange n'est attribué à aucun groupe-bilan ni à aucun fournisseur. Selon la situation, il convient de tenir compte des pertes de transformation.
  - **Point de mesure local (Local Metering Point):** la plus petite unité à laquelle peut être attribué un fournisseur avec son groupe-bilan. Ce point peut être réel ou virtuel.

#### 4.2.3 Système de codage des points de mesure

- (1) Chaque point de mesure reçoit deux désignations univoques à 33 positions pour le soutirage et l'injection qui sont composées comme suit:

Positions 1 et 2 = code du pays (CH, DE, FR, IT, AT, ...)  
 Positions 3 à 13 = identificateur (par réseau ou réseau partiel)  
 Positions 14 à 33 = numéro du point de mesure

Pays	Identificateur												Numéro du point de mesure																			
1 à 2	3 à 13												14 à 33																			
C	H	9	8	7	6	5	0	1	2	3	4	5	0	0	A	7	T	8	3	9	K	H	3	8	O	2	D	7	8	R	4	5

Tableau 4: Exemple de désignation du point de mesure avec indication des positions constituantes

Désignation	Position	Description
Pays	1 à 2	<p>La désignation du pays utilise la norme «ISO 3166 Alpha-2», CH pour la Suisse.</p>
Identificateur	3 à 13	<p>Le gestionnaire de réseau pourvoit son identificateur des points de mesure de son réseau. L'identificateur se compose du numéro de réseau (positions 3 à 8) et de cases de réserve (positions 9 à 13, réservées pour les extensions du code).</p> <p>Chaque gestionnaire de réseau demande à l'AES<sup>7</sup> l'identificateur nécessaire à la désignation de ses points de mesure (voir directive AES «Attribution de l'identificateur pour la désignation du point de mesure»).</p> <p>Les identificateurs de gestionnaires de réseau actuels sont disponibles sur la page du site Internet de l'AES Liste des gestionnaires de réseau de distribution<b>Fehler! Textmarke nicht definiert..</b></p>
Numéro du point de mesure	14 à 33	<p>20 caractères alphanumériques</p> <p>Le numéro du point de mesure est attribué par le gestionnaire de réseau et sert, avec l'indication du pays et l'identificateur, à désigner sans ambiguïté le point de mesure. Le gestionnaire garantit que le numéro du point de mesure est univoque et permanent au sein de son réseau.</p> <p>Le numéro du point de mesure se compose de 20 positions: des majuscules A-Z du jeu de caractères «ISO 8859-1 (Europe de l'Ouest)», des chiffres 0-9 ainsi que du trait d'union «-».</p> <p>Recommandation: il est vivement recommandé d'éviter des clés «parlantes».</p>

Tableau 5: Désignation du point de mesure avec indication des positions constituantes<sup>56</sup>

- (2) La désignation complète du point de mesure, c'est-à-dire les 33 cases, doit être considérée comme un tout. Les cases vides doivent être complétées par le chiffre 0. La désignation d'un point de mesure n'est attribuée qu'une seule fois et reste attribuée pour toujours, même si le point de mesure devait être supprimé.
- (3) Lors de l'échange de données, les 33 caractères de la désignation du point de mesure doivent être transmis. Des symboles de séparation optique ne sont autorisés que dans la partie du numéro du point de mesure à 20 caractères.

<sup>5</sup> **Remarque:** si le gestionnaire de réseau exploite d'autres réseaux (p. ex. gaz, eau ou chaleur à distance) en plus du réseau électrique, il faut prendre un identificateur ou un numéro de gestionnaire de réseau différent pour chaque réseau. Pour les réseaux de gaz, d'eau et de chaleur à distance, l'identificateur peut être demandé auprès de la SVGW.

<sup>6</sup> <https://www.strom.ch/fr/services/liste-des-gestionnaires-de-reseau-de-distribution>

- (4) Remarque: si le point de mesure se trouve dans la zone de réglage suisse, mais sur sol étranger, ou inversement, la désignation à utiliser est à décider bilatéralement. Cela s'applique aux points de mesure réels et virtuels.

#### 4.2.4 Types de points de mesure

- (1) Une place de mesure réelle se désigne comme point de mesure réel. Un point de mesure virtuel contient des valeurs de mesure et des séries chronologiques obtenues par calcul arithmétique, qui reposent en dernier lieu sur des points de mesure réels.
- (2) La structure des désignations (structure du code) des points de mesure réels et virtuels est identique et est attribuée par le gestionnaire de réseau.
- (3) Si des points de mesure virtuels sont établis, la désignation du point de mesure est effectuée par le gestionnaire de réseau.
- (4) Les points de mesure virtuels ne sont pas mesurés directement de manière réelle, mais sont dérivés par calcul à partir de valeurs de mesure réelles. Comme pour tous les autres points de mesure, les points de mesure virtuels doivent également être calculés en équilibrant les phases et en séparant les directions. Toutefois, la fourniture et le soutirage ne doivent pas être compensés mutuellement au cours d'un quart d'heure. Cela signifie que, dans un intervalle de 15 minutes, il peut y avoir à la fois une fourniture et un soutirage dans le réseau. Les règles de calcul associées aux points de mesure virtuels sont communiquées aux acteurs du marché concernés sur demande.
- (5) Pour chaque point de mesure, il convient de définir, si besoin, deux désignations de point de mesure pour l'injection et le soutirage. Le fournisseur ou le groupe-bilan doit être déterminé en fonction du sens du flux d'énergie et pris en compte dans l'agrégat du groupe-bilan correspondant.
- (6) Pour les participants à une CEL, l'énergie injectée dans le réseau ou soutirée du réseau, à l'exclusion de l'électricité échangée en interne, doit être affectée au fournisseur ou au groupe-bilan. L'électricité échangée ou produite en interne au sein de la CEL ne doit être affectée à aucun fournisseur ou groupe-bilan. Cette part doit être prise en compte dans l'agrégat du groupe-bilan «CEL - électricité interne».

##### 4.2.4.1 Définition de la place de mesure, du point de mesure et de la désignation du point de mesure

- (1) Le point de mesure désigne le point d'injection ou de soutirage d'un réseau où un flux d'énergie peut être saisi, mesuré et enregistré. La place de mesure désigne l'ensemble des dispositifs métrologiques raccordés à un point de mesure et destinés à saisir les flux d'énergie. La désignation du point de mesure divise le point de mesure en deux sens de flux d'énergie, le soutirage et l'injection, avec des numéros de point de mesure différents.



## Mesure excepté CEL

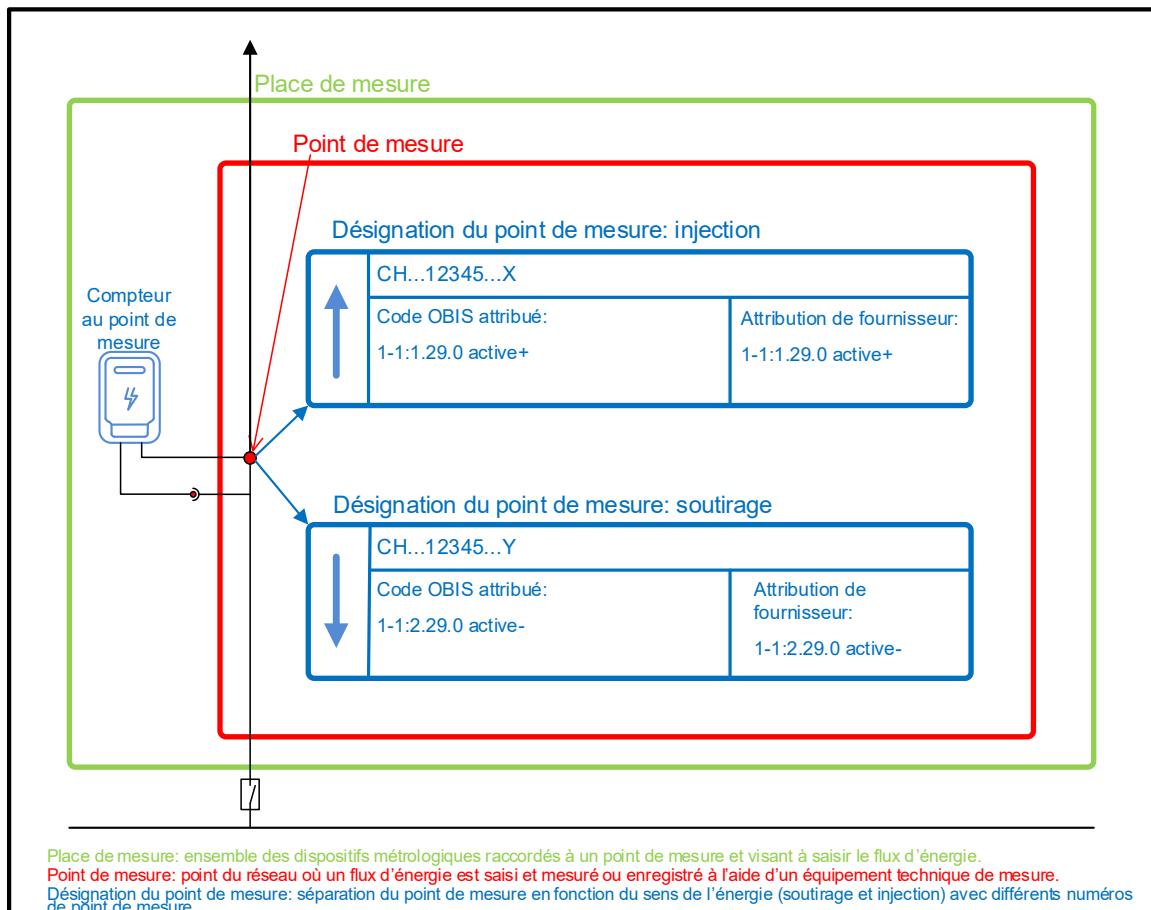


Figure 2: Mesure sans CEL

## Mesure avec CEL

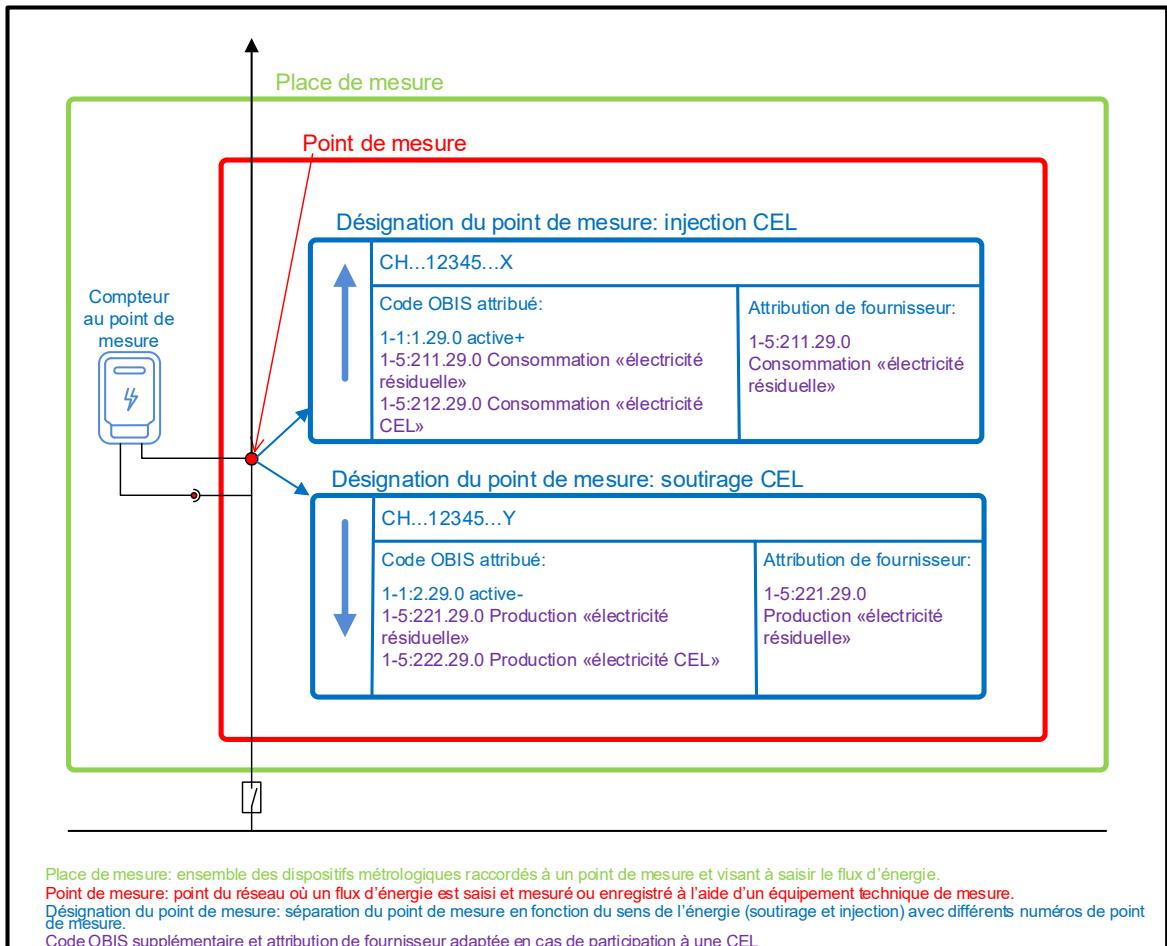


Figure 3: Mesure avec CEL

### 4.2.5 Points de mesure spéciaux

#### 4.2.5.1 Mesure en cas de consommation propre et dans une CEL

- (1) Pour la mesure en cas de consommation propre, se référer au manuel «Règles pour la consommation propre» (MRCP) et à la recommandation de la branche «Communautés électriques locales (CEL)» de l'AES.

#### 4.2.5.2 Mesure en cas d'utilisation d'installation de stockage

- (1) Pour la mesure en cas d'utilisation d'installations de stockage, se référer au manuel de l'AES «Installations de stockage (MISE – CH)».

### 4.3 Codes OBIS

- (1) Pour que les valeurs de mesure puissent être identifiées de manière univoque, il faut utiliser les codes OBIS (cf. la norme IEC 62056-6-1:2017). Complétant la désignation du point de mesure,



qui identifie de manière univoque le point d'interconnexion entre deux réseaux ou entre un réseau et un bénéficiaire du raccordement, le code OBIS contient une masse d'informations supplémentaires, par exemple:

- le type de mesure (énergie active, énergie réactive);
  - la provenance de la valeur (compteur principal ou de contrôle, valeur calculée);
  - le sens du flux (injection ou soutirage);
  - le contexte de la mesure (standard, CEL<sup>7</sup>).
- (2) Le système d'identification d'objet (OBIS) est utilisé pour les équipements de mesure tels que compteurs, équipements complémentaires, appareils de tarification, totalisateurs de mesures et autres équipements électroniques en vue d'identifier de manière univoque les valeurs de mesure de puissance et d'énergie. Les codes OBIS permettent de caractériser des données pour leur représentation sur l'affichage des appareils ou pour leur transmission à des systèmes d'acquisition et de calculs de bilans ou de décomptes.
- (3) Le code OBIS se compose de 6 groupes de valeurs (A à F) qui caractérisent la valeur des données. Les groupes de valeurs et une valeur de données sont illustrés dans le tableau 6. Pour les entreprises électriques, le code 1 a été fixé pour le vecteur Électricité. Groupes de valeurs:
- Vecteur (groupe de valeurs A)
  - Canal (groupe de valeurs B)
  - Grandeur de mesure (groupe de valeurs C)
  - Type de mesure (groupe de valeurs D)
  - Tarif (groupe de valeurs E)
  - Valeur préalable (groupe de valeurs F)
- (4) Pour pouvoir utiliser toutes les fonctionnalités associées, l'intégralité des groupes de valeurs doit toujours être indiquée.

<b>Vecteur</b>	-	<b>Canal</b>	:	<b>Grandeur de mesure</b>	.	<b>Type de mesure</b>	.	<b>Tarif</b>	*	<b>Valeur préalable</b>	<b>Données</b>
<b>A</b>	-	<b>B</b>	:	<b>C</b>	.	<b>D</b>	.	<b>E</b>	*	<b>F</b>	

Tableau 6: Groupes de valeurs des codes OBIS

- (5) Ensemble, le code OBIS et la désignation du point de mesure contiennent toutes les informations nécessaires pour interpréter clairement une valeur mesurée.
- (6) Les codes OBIS doivent être utilisés pour l'échange des données de mesure au sein d'un gestionnaire de réseau de distribution (compteur/relevé à distance/Energy Data Management, rôle «Metered data collector») et pour l'échange de données brutes entre les gestionnaires de réseau de distribution (cf. également annexe 2 «Aperçu de l'utilisation des codes OBIS en Suisse»)
- (7) Les codes OBIS sont utilisés dans les processus d'échange de données suivants:

<sup>7</sup> Pour de plus amples informations, voir la recommandation de la branche «Communautés électriques locales (CEL)».

- entre les compteurs et les systèmes de traitement en aval (relevé à distance, SMI, Energy Data Management), correspondant dans OBIS au rôle de «Meter data collector»;
- entre les gestionnaires de réseau de distribution pour l'échange de données de mesure.

#### 4.3.1 Exemple de désignation d'un point de mesure réel et du code OBIS:

Désignation du point de mesure (positions)				Code OBIS
1, 2        3 à 8        9 à 13        14 à 33				(Exemple)
CH	103801	12345	AXL-0000001507359027	1-1:1.9.2*255

Tableau 7: Exemple de désignation d'un point de mesure réel et du code OBIS

#### 4.3.2 Exemple de désignation d'un point de mesure virtuel et du code OBIS:

Désignation du point de mesure (positions)				Code OBIS
1, 2        3 à 8        9 à 13        14 à 33				(Exemple)
CH	103801	12345	AXL-V000000000000135	1-5:1.9.2*255

Tableau 8: Exemple de désignation d'un point de mesure virtuel et du code OBIS

- (1) Les points réels se différencient des points virtuels par la deuxième position du code OBIS, c'est-à-dire dans le groupe de valeurs B (canal).



## 4.4 Équipements de mesure

### 4.4.1 Exigences générales

- (1) Des équipements de mesure appropriés doivent être installés aux points d'interconnexion entre deux réseaux ou entre un réseau et un utilisateur de réseau. Les exigences minimales posées au type de mesure, le volume des informations nécessaires et le moment de la transmission sont définis au chapitre 5. Si les exigences minimales doivent être dépassées dans un cas d'application concret, par exemple s'il faut une plus grande précision de mesure, des grandeurs de mesure supplémentaires ou des intervalles de transmission plus courts, ces exigences supplémentaires peuvent alors être fixées par contrat bilatéral entre les partenaires contractuels. Il convient alors de tenir compte de manière appropriée des aspects techniques et économiques.
- (2) Les équipements de mesure servant au décompte et à la facturation doivent être conformes aux dispositions légales en vigueur.
- (3) Le gestionnaire de réseau détermine le point de mesure, la désignation et l'équipement du point de mesure.
- (4) Les équipements nécessaires à la mesure de l'énergie et de la puissance sont installés et exploités sous la responsabilité du gestionnaire de réseau. L'utilisateur de réseau doit faire installer à ses frais le raccordement de l'équipement de mesure selon les indications du gestionnaire de réseau.
- (5) L'utilisateur du réseau met à disposition du gestionnaire de réseau la place nécessaire à l'installation des équipements de mesure. Les éventuels revêtements, niches, coffrets extérieurs, etc., nécessaires à la protection des appareils sont à la charge de l'utilisateur de réseau. Les spécifications à cet effet sont généralement précisées dans les prescriptions des distributeurs d'électricité.
- (6) Les consommateurs finaux, les producteurs et les gestionnaires d'installations de stockage doivent pouvoir consulter leurs données de mesure au moment de leur saisie dans un format conforme au standard international via une interface sur le système de mesure intelligent. (art. 17a<sup>bis</sup>, al. 6 LApEl)

### 4.4.2 Classes de précision

- (1) Lors de la mise en place de nouvelles places de mesures pour la facturation, ainsi qu'en cas de modification ou de remplacement d'appareils de mesure sur les installations existantes, les classes de précision des appareils utilisés doivent répondre aux exigences minimales selon le tableau 9. Les exigences d'ENTSO-E sont à appliquer aux mesures destinées à la facturation sur les lignes transfrontalières.

Type de mesure	Classes de précision				
	Niveau de réseau	Compteur énergie active	Compteur énergie réactive	Transformateur de courant	Transformateur de tension
Niveau de réseau					

Réseau de transport 380/220 kV	NR 1	0,2 S	1 S	0,2	0,2
Réseaux de distribution suprarégionaux > 52 kV à 220 kV <sup>8</sup>	NR 3	0,5 S	2	0,2	0,2
Réseaux de distribution suprarégionaux > 36 kV à 52 kV	NR 3	C	2	0,2	0,2
Réseaux de distribution régionaux > 1 kV à 36 kV	NR 5	B (1 <sup>9</sup> )	2	0,5	0,5
Réseaux de distribution Arts et métiers, industrie légère <sup>10</sup>	NR 7	B (1 <sup>9</sup> )	2	0,5 S	-
Réseaux de distribution ménages	NR 7	A (2 <sup>9</sup> )	3	-	-

Tableau 9: Exigences minimales des classes de précision

#### 4.4.3 Courbe de charge

- (1) Si un relevé de l'évolution de la charge est indispensable pour un utilisateur de réseau selon les exigences minimales figurant dans le tableau 1, la place de mesure doit être pourvue d'équipements de mesure de la courbe de charge. De cette façon, les valeurs énergétiques sont enregistrées à la place de mesure par un appareil tous les quarts d'heure et relevées périodiquement par un système central. À partir des courbes de charge, on peut calculer, selon la trame de la période définie, c'est-à-dire pour les valeurs enregistrées au quart d'heure, n'importe quelle valeur de puissance ou quantité d'énergie pour la préparation des données.

#### 4.4.4 Équipements de mesure spéciaux

- (1) Les exigences minimales concernant la mise à disposition des données sont aussi valables pour les compteurs spéciaux tels que les systèmes à prépaiement. Les fonctions supplémentaires de ces équipements de mesure, comme l'encaissement, nécessitent des règlements particuliers bilatéraux.

#### 4.4.5 Dispositifs de communication

- (1) La communication avec les systèmes de mesure intelligents (SMI) incombe au GRD, qui fournit l'infrastructure nécessaire.

#### 4.4.6 Base de temps des courbes de charge

- (1) La base de temps pour tous les SMI est l'heure CET ou CEST (sur la base de l'UTC). On peut utiliser comme indicateur d'heure le temps normalisé DCF 77, GPS ou d'autres bases de temps standardisées. La période minimale de mesure, et, par conséquent, de facturation est toujours le

<sup>8</sup> La MID est valable jusqu'à 52 kV. Au-delà de cette limite, la classe de précision est définie selon IEC 62052-22 (énergie active) ou IEC 62053-24 (énergie réactive).

<sup>9</sup> Indication de la classe selon l'ancien droit (voir art. 15 OIMepe du 26 août 2015)

<sup>10</sup> Selon art. 7 OIMepe et la directive correspondante



quart d'heure. Les autres périodes de décompte sont des multiples entiers de cette période minimale d'un quart d'heure.

- (2) Le synchronisme de tous les SMI doit être garanti. De préférence, le synchronisme est réalisé par l'horloge interne de l'AMI ou du RCD/SMI. La période de mesure débute donc de manière synchrone sur toutes les places de mesure à partir de l'heure entière, puis à chaque quart d'heure suivant. Le temps applicable est l'heure de l'Europe centrale, c'est-à-dire l'UTC plus une heure ou, pour l'heure d'été, plus deux heures. L'horodatage des courbes de charge est effectué au terme du quart d'heure, c'est-à-dire dans la plage de 0 h 15 à 0 h du jour suivant pour les périodes quart-horaires et dans la plage de 1 h à 0 h du jour suivant pour les périodes horaires. La précision du synchronisme des mesures des courbes de charge doit être en adéquation avec la classe de précision de la place de mesure selon le tableau 10. Cela correspond à l'écart temporel de l'horloge du compteur figurant dans le tableau 10.

Classe de précision de la mesure de l'énergie	Écart toléré de l'heure du compteur
0,2 S	+/- 2 secondes
C, 0,5 S	+/- 5 secondes
B (1 <sup>11</sup> )	+/- 10 secondes
A (2 <sup>12</sup> )	+/- 20 secondes

Tableau 10: Exigences minimales de la précision du synchronisme des mesures de courbes de charge

#### 4.4.7 Exploitation des places de mesure

- (1) Les gestionnaires de réseau répondent du système de mesure et des processus d'information.  
Art. 8 OApEl 2

#### 4.4.8 Surveillance des équipements de mesure

- (1) Le gestionnaire de réseau doit garantir que les équipements de mesure qu'il gère et exploite répondent aux exigences de la loi fédérale sur la métrologie et à l'obligation d'approbation et d'étalonnage. L'ordonnance sur les instruments de mesure, l'ordonnance sur les instruments de mesure pour l'énergie et la puissance électrique et la directive de l'Institut fédéral de métrologie (METAS) sur les exigences relatives aux appareils de mesure et aux méthodes de mesure définissent ensemble:
- la déclaration de conformité ou l'approbation nationale, l'étalonnage et sa durée de validité,
  - les méthodes statistiques de test pour l'extension de la validité de l'étalonnage,
  - les tolérances de l'étalonnage et en service,
  - le certificat officiel d'étalonnage,
  - le plombage et la marque de conformité,
  - à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019, les Directives pour la sécurité des données des systèmes de mesure intelligents.

<sup>11</sup> Indication de la classe selon l'ancien droit (voir art. 15 OIMepe du 26 août 2015)

<sup>12</sup> Indication de la classe selon l'ancien droit (voir art. 15 OIMepe du 26 août 2015)



- (2) Si les équipements de mesure sont endommagés ou manipulés par l'utilisateur de réseau ou par des tiers, les coûts de réparation, de remplacement ou d'échange de l'équipement sont à la charge de l'utilisateur de réseau. Les équipements de mesure ne peuvent être plombés, déplombés, retirés ou déplacés que par le gestionnaire de réseau ou des personnes mandatées par lui. Seules ces personnes peuvent établir ou interrompre la fourniture d'électricité d'une installation en montant ou démontant l'équipement de mesure. Quiconque viole ou retire le plombage des instruments de mesure ou commet des manipulations qui influencent l'exactitude des instruments de mesure est punissable, responsable des dommages causés et supporte les coûts des réparations, des travaux et vérifications nécessaires. Le gestionnaire de réseau se réserve le droit de porter plainte.
- (3) En cas d'indication ou de raccordement erronés d'un équipement de mesure par rapport à la tolérance autorisée par la loi (erreur limite en service), la fourniture d'électricité sera établie sur la base d'un contrôle subséquent. Si le degré de correction ne peut être défini par un examen a posteriori, la fourniture sera définie par le gestionnaire de réseau qui tiendra raisonnablement compte des indications de l'utilisateur du réseau. Si les installations existantes le permettent, il se basera sur la consommation des périodes précédentes en tenant compte des changements intervenus, de la puissance de raccordement et des conditions d'exploitation. Si l'ampleur et la durée d'indication erronée d'un équipement de mesure peuvent être établies de manière incontestable, il doit être tenu compte des décomptes pour cette durée, mais au maximum sur une période de cinq ans. Si la durée de l'erreur ne peut être définie, il ne sera tenu compte que de la période de relevé contestée.
- (4) Les partenaires contractuels doivent s'informer mutuellement et sans délai des irrégularités constatées au niveau du fonctionnement des équipements de mesure.

#### 4.4.9 Remplacement des équipements de mesure

- (1) Le gestionnaire de réseau est responsable du remplacement des équipements de mesure. Il doit en informer de manière adéquate l'utilisateur de réseau.

#### 4.4.10 Vérification des équipements de mesure

- (1) Lorsque l'exactitude des mesures est mise en doute, il est possible d'exiger une vérification par un laboratoire officiel. En cas de litige, la position de l'Institut fédéral de métrologie (METAS) est prépondérante. Les coûts de la vérification sont à la charge du gestionnaire de réseau lorsque les résultats de la vérification sont en dehors des tolérances légales. Dans le cas contraire, ces coûts incombent au demandeur (art. 29 de l'ordonnance sur les instruments de mesure). En cas d'erreur de mesure hors des tolérances légales admissibles, la consommation sera déterminée sur la base d'une mesure complémentaire ou d'une estimation consensuelle basée sur les valeurs mesurées durant les périodes précédentes ou ultérieures.

### 5. Acquisition des données

#### 5.1 Relevés ordinaires

- (1) Le gestionnaire de réseau est responsable du relevé régulier des données de telle façon que soient respectées les exigences minimales de mise à disposition des données mentionnées dans



le tableau 1. L'acquisition des données de mesure prévisionnelles et déterminantes pour le décompte comprend aussi bien le relevé manuel sur site que le relevé effectué à distance, p. ex à l'aide d'un système de mesure intelligent (SMI).

## 5.2 Relevés extraordinaires

- (1) Lors d'un changement de relation contractuelle entre deux acteurs du marché s'avérant déterminant pour le décompte, le gestionnaire de réseau doit effectuer un relevé extraordinaire des données de mesure.

# 6. Préparation des données

## 6.1 Généralités

- (1) La phase de transition entre le relevé à distance (télérelevé) classique et les systèmes de mesure intelligents (SMI), y compris tous les processus consécutifs, donnera lieu à des redondances. Celles-ci doivent être prises en compte afin de permettre au gestionnaire de réseau de garantir la sécurité des investissements ainsi qu'une transition ordonnée vers les exigences futures. À cet effet, le présent chapitre tient compte, dans la mesure du possible, des méthodes existantes et des nouvelles méthodes.
- (2) Les données brutes des places de mesure avec leur identification, leurs périodes tarifaires et leur statut sont préparées par le gestionnaire du réseau conformément au tableau 12. Le gestionnaire de réseau détermine, à l'aide des constantes de lecture et de conversion, les valeurs d'énergie et les maxima de puissance par ¼ d'heure. Les courbes de charge sont exprimées en valeurs d'énergie par ¼ d'heure.
- (3) Les données de mesure sont livrées en kWh, kvarh, kW et kvar. Les valeurs d'énergie par ¼ d'heure et les maxima de puissance sont transmises avec trois chiffres après la virgule.
- (4) Les valeurs préparées sont arrondies à la troisième décimale à partir de la quatrième décimale:

  - (5) si le dernier chiffre est 1, 2, 3, 4, on arrondit vers le bas;
  - (6) si le dernier chiffre est 5, 6, 7, 8, 9, on arrondit vers le haut.

- (7) Les valeurs constituées de plusieurs valeurs de mesure ne sont arrondies qu'au terme de leur détermination, par exemple pour les valeurs horaires après avoir additionné quatre valeurs quart-horaires.

## 6.2 Validation des données de mesure

### 6.2.1 Généralités

- (1) Le contrôle de plausibilité constitue la première étape de la qualité des données. Le contrôle de plausibilité permet d'identifier les éléments manquants, perturbés ou les valeurs de mesure ou de comptage irréalistes. L'identification de ces valeurs permet de procéder à un contrôle préalable,



puis à la détermination de valeurs de substitution. La validation et l'établissement de valeurs de substitution doivent être automatisés.

- (2) Si la place de mesure est équipée d'un compteur principal et d'un compteur de contrôle, il est possible de déceler avec une très haute fiabilité une erreur par comparaison.
- (3) Le gestionnaire de réseau ne peut pas être rendu responsable des coûts provoqués par des données non validées (p. ex. en cas de prévisions imprécises basées sur des données pas encore validées).

### **6.2.2 Validation des données de mesure pour les installations de mesures sans SMI**

- (1) Lors du relevé ou du télérelevé des compteurs et des maxima de puissance, la validation des données de mesure consiste à contrôler que toutes les places de mesure sont enregistrées, que les relevés des compteurs et des maxima de puissance ont été correctement reportés et que la consommation actuelle correspond à la consommation d'une période de relevé précédente comparable.

### **6.2.3 Validation des données de mesure de courbes de charge (SMI)**

#### **6.2.3.1 Généralités**

- (1) Le gestionnaire de réseau procède à la validation des données de mesure afin de garantir leur qualité, à savoir leur intégralité et leur exactitude, à des fins de décompte ou de bilan. Le choix des méthodes appliquées à cet effet incombe au gestionnaire de réseau.
- (2) Les «données de mesure non validées» fournies quotidiennement ne doivent pas comporter de valeurs avec le statut «F», de valeurs négatives ou des pics de puissance irréalistes. Les valeurs manquantes sont remplacées par des valeurs provisoires («V»). Celles-ci sont établies à l'aide de méthodes de prévision ou de substitution appropriées et doivent être très proches des valeurs effectives.

#### **6.2.3.2 Contrôle du nombre des périodes d'enregistrement par jour**

- (1) Avant tout contrôle plus approfondi, il faut préalablement définir le nombre de valeurs de mesure par jour. Chaque jour, 96 périodes d'enregistrement, soit 96 valeurs d'énergie à raison d'une par  $\frac{1}{4}$  h sont disponibles. Deux exceptions à la règle: le jour du passage de l'heure d'hiver à l'heure d'été avec 92 valeurs et le jour du passage de l'heure d'été à l'heure d'hiver avec 100 valeurs. Pour les autres cas où plus de 96 valeurs sont disponibles, il faut d'abord adapter la courbe de charge à 96 valeurs. À cet effet, il faut additionner les valeurs consécutives pour des périodes d'enregistrement plus courtes dues, par exemple, à la mise à l'heure de l'appareil et indiquer la valeur ainsi obtenue comme valeur de substitution. Il faut toutefois veiller à ce qu'un nouveau maximum de puissance ne soit pas généré. Par contre, si moins de 96 valeurs sont disponibles, il faut calculer les valeurs de substitution correspondantes.



#### **6.2.4 Procédures complémentaires pour contrôler la validation des données de mesure**

(1) Il existe d'autres procédures pour contrôler la validation des données de mesure:

- Bilan des barres collectrices
- Contrôler le relevé des compteurs pour les mesures de la courbe de charge
- Valeurs de mesures d'exploitation
- Valeurs historiques
- Contrôle d'autres informations telles que:
  - contrôle de manque de phase,
  - contrôle de l'heure de l'appareil,
  - contrôle de la remise à zéro (*reset*),
  - contrôle des événements du compteur.

### **6.3 Établissement de valeurs de substitution**

#### **6.3.1 Généralités**

- (1) Au terme des tests de validation, le gestionnaire de réseau établit des valeurs de substitution pour les données de mesure erronées. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau met à disposition des données de substitution plausibles («E») et les identifie en conséquence.
- (2) Si un équipement de mesure de contrôle est disponible, les valeurs de cet équipement seront utilisées en priorité à des fins de décompte pour la période perturbée et identifiées comme valeurs de substitution («E»). Si aucun équipement de mesure de contrôle n'est disponible, des méthodes statistiques doivent être appliquées pour l'établissement de valeurs de substitution.

#### **6.3.2 Établissement de valeurs de substitution pour les installations de mesure sans SMI**

- (1) Pour les données de mesure fournies à partir des relevés de compteurs, telles que, par exemple, les valeurs d'énergie et les maxima de puissance, des valeurs de substitution seront établies en se basant sur des valeurs historiques.
- (2) Pour l'établissement des valeurs de substitution, il existe les possibilités suivantes:
  - la consommation d'énergie pour la période depuis le dernier relevé sans erreur sera déterminée à partir de la consommation moyenne durant la période de relevé avant la constatation de l'erreur et de l'énergie consommée durant la période de relevé suivant le constat de l'erreur;
  - ou
  - la consommation pour la période depuis le dernier relevé sans erreur sera déterminée par estimation sur la base de la consommation de l'année précédente.
- (3) Il y a lieu de considérer de manière adéquate les conditions réelles lors de l'établissement de valeurs de substitution.



### 6.3.3 Établissement de valeurs de substitution pour les courbes de charge (SMI)

- (1) En cas de lacunes dans les données relatives aux courbes de charge d'une durée inférieure ou égale à 2 heures, il y a lieu d'appliquer une procédure d'interpolation et en cas de lacunes dans les données d'une durée supérieure à 2 heures, il y a lieu d'appliquer une procédure par comparaison des valeurs. Il faut vérifier qu'il y a bien eu consommation d'énergie pendant la période concernée avant d'établir des valeurs de substitution.
- (2) La même procédure s'applique également pour les courbes d'index de compteur.

#### 6.3.3.1 Procédure d'interpolation pour l'établissement des valeurs de substitution des courbes de charge

- (1) Un exemple d'interpolation est exposé dans le tableau 11 et la figure 4.

Heure	Valeur réelle [kWh]	Valeur de substitution	Formule
00:15	7,4		aucune
00:30	7,9		
00:45	8,2		
01:00	7,8		
01:15		7,3	$x(n) = x(n-1) + \frac{x(\text{réelle\_après}) - x(\text{réelle\_avant})}{\text{manque} + 1}$ <i>ce qui correspond à</i> $x(n) = x(n-1) + (5.4kWh - 7.8kWh) / 5$
01:30		6,8	
01:45		6,4	
02:00		5,9	
02:15	5,4		aucune
02:30	5,2		
02:45	4,8		
03:15	5,3		
03:30	5,7		
03:45	5,8		
04:00	6,0		

Tableau 11: Interpolation en cas de courtes périodes manquantes dans la courbe de charge

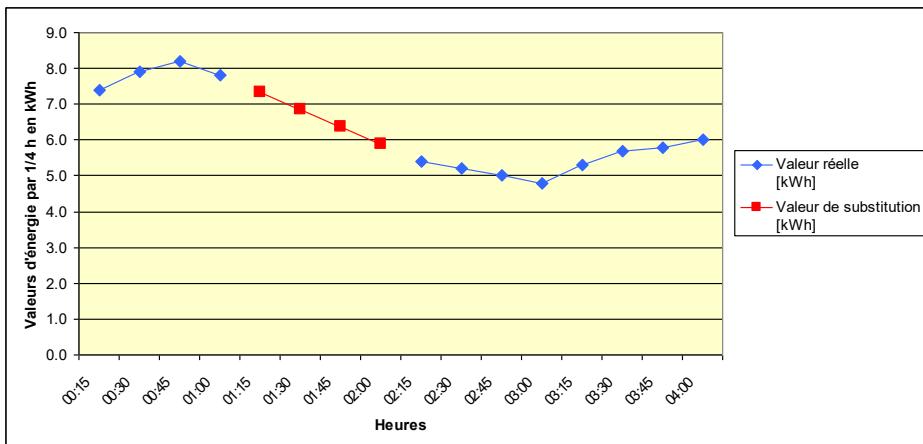


Figure 4: Représentation graphique pour l'établissement de valeurs de substitution dans la courbe de charge

### 6.3.3.2 Procédure de comparaison pour l'établissement des valeurs de substitution de courbes de charge

- (1) La procédure de comparaison des données est à appliquer en cas de périodes lacunaires supérieures à 2 heures. Avant de combler les lacunes, vérifier si, pendant le temps considéré, une consommation d'énergie a eu lieu. La procédure comprend les trois phases suivantes: définition des valeurs, définition des profils de charge de substitution et mise à l'échelle.

### 6.3.3.3 Définition des valeurs

- (1) Lors de l'application de la procédure de comparaison, contrôler dans quelle mesure des valeurs continues de la place de mesure perturbée sont disponibles. En cas de perturbation de la courbe de charge, on peut ainsi utiliser les informations relatives à l'énergie et à la puissance provenant d'un relevé, d'une liste de facturation ou d'une mesure d'exploitation.
- (2) En cas de double absence d'une énergie de remplacement (Ae; valeurs d'énergie) et d'une puissance de remplacement (Pe) durant une période perturbée, il y a lieu d'utiliser une énergie comparable (Av; valeurs d'énergie) et une puissance comparable (Pv) durant une période comparable:

$$Ae = Av ; \quad Pe = Pv$$

- (3) En cas d'absence de l'énergie de remplacement (Ae) ou de la puissance de remplacement (Pe) durant une période perturbée, la valeur manquante sera calculée sur la base d'une énergie comparable (Av) ou d'une puissance comparable (Pv) durant une période comparable avec pondération de la valeur connue de l'énergie de remplacement (Ae) ou par la valeur connue de la puissance de remplacement (Pe):

$$Ae = Av * \frac{Pe}{Pv} \quad \text{ou} \quad Pe = Pv * \frac{Ae}{Av}$$

### 6.3.3.4 Définition de la courbe de charge de substitution

- (1) Les courbes de charge de substitution adéquates sont:

- Les courbes de charge mesurées, adéquates et spécifiques au client, d'une période non perturbée, en tenant compte des jours fériés.
- Les profils de charge standardisés spécifiques à la branche, qui peuvent être appliqués par exemple pour les gros clients d'une même branche.
- Les courbes de charge des semaines précédentes, si aucune valeur de substitution (énergie/puissance) n'est disponible.
- Les résultats d'un pronostic à court terme sur la base de valeurs mesurées au préalable.
- L'utilisation générale de profils de charge standardisés.
- Les rubans d'énergie, c'est-à-dire une quantité constante d'énergie, si aucun comportement déterminant n'est visible dans l'évolution de la charge et aucune valeur de puissance n'est définie en tant que valeur de substitution.



### **6.3.3.5 Mise à l'échelle**

- (1) En règle générale, les profils de substitution choisis doivent être mis à l'échelle par des méthodes mathématiques au moyen des paramètres  $A_e$  et  $P_e$  pour la période de remplacement.
- (2) La procédure par étapes visant à calculer les valeurs de substitution pour les courbes de charge est exposée dans la figure 5.
- (3) La validation de la courbe de charge plausible (la décision finale de la figure 5) est basée par exemple sur des règles internes.



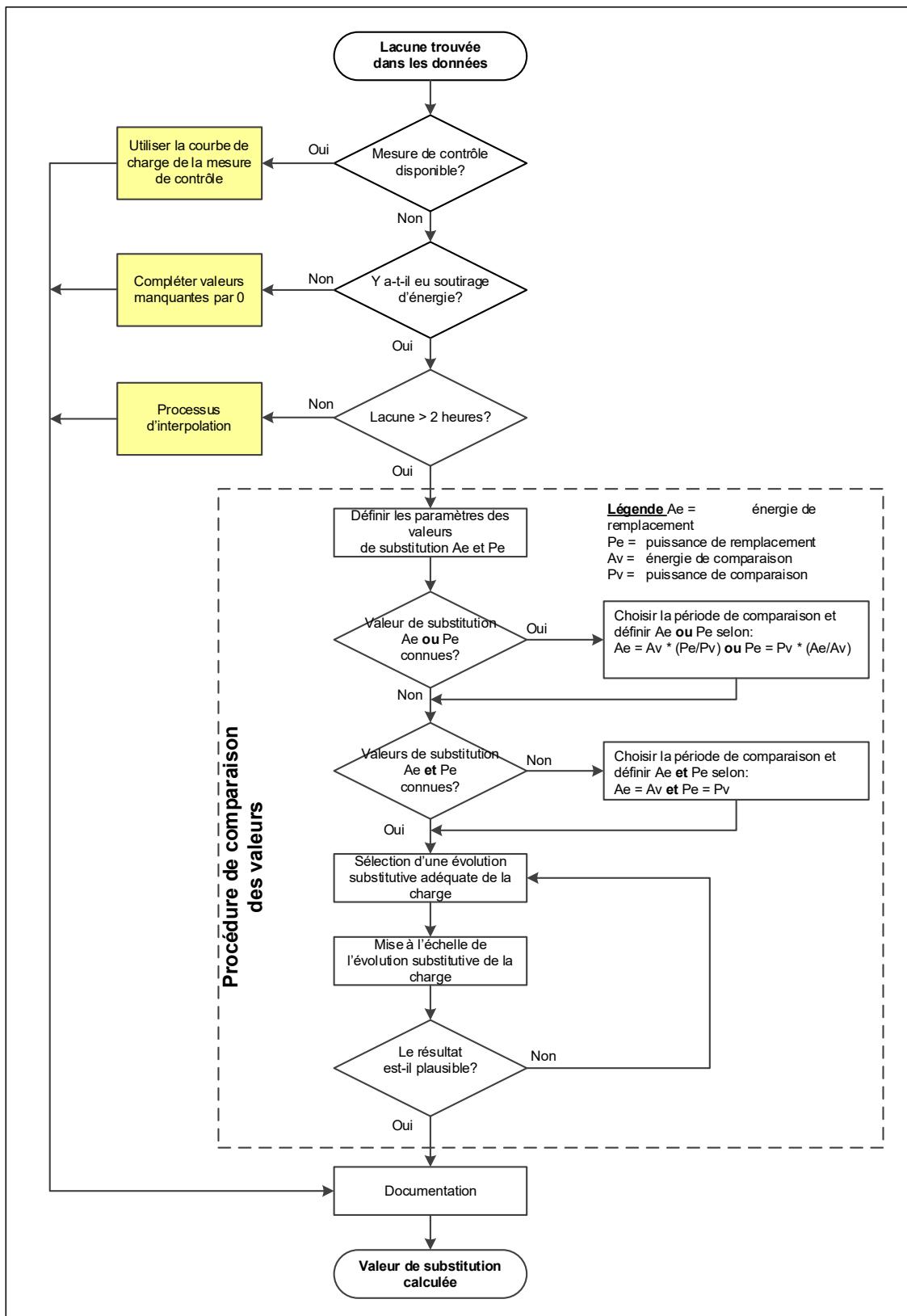


Figure 5: Procédé de comparaison

## 6.4 Identification des valeurs de mesure

- (1) Pour effectuer le relevé à l'aide du système de communication numérique, le gestionnaire de réseau identifie de manière univoque chaque valeur de mesure par un statut selon le tableau 12.
- (2) Calculs: lors des calculs, la valeur de statut doit être conservée tout au long de la chaîne d'information. Si les différents opérandes contiennent des informations de statut divergentes, seule l'information de statut ayant la priorité la plus faible est fournie.
- (3) Dans l'échange des données de mesure, les statuts V, G et F sont regroupés sous T = temporaire **Fe-hier! Textmarke nicht definiert.** Seules les valeurs réelles ou les valeurs de substitution peuvent servir de statuts déterminants pour le décompte.

Statut	Signification	Priorité (5 = la plus haute)	SDAT – CH Statut
«W» ou manque de statut	Valeur réelle ( <i>Wahrer Wert</i> )	5	Manque de statut
«E»	Valeur de substitution ( <i>Ersatzwert</i> )	4	56
«V»	Valeur provisoire ( <i>Vorläufiger Wert</i> )	3	21
«G»	Valeur perturbée ( <i>Gestörter Wert</i> )	2	21
«F»	Valeur manquante ( <i>Fehlender Wert</i> )	1	21

Tableau 12: Statuts des valeurs de mesure

- (4) Remarques complémentaires concernant l'utilisation des informations sur le statut:
  - Si le compteur fournit directement un statut et une valeur qui portent le statut W et que la valeur est plausible, le statut et la valeur ne doivent pas être modifiés.
  - Si l'on constate que la qualité des valeurs du compteur (ou relevé à distance, SMI) n'est pas suffisante, et/ou qu'elle a été corrigée, il est interdit d'envoyer un statut W.
  - Un bon statut avec de bonnes valeurs ne doit pas être ramené volontairement à un statut inférieur, même pour l'envoi journalier non validé. (p. ex. W → V)
  - Les livraisons différencées doivent être évaluées en conséquence du côté du destinataire.



## 7. Traitement des données

### 7.1 Tâches

- (1) Le gestionnaire de réseau ou la personne chargée de mettre à disposition les données gère l'attribution des dénominations des acteurs du marché aux points de mesure ainsi que les autorisations à recevoir les données. Il ou elle assure l'agrégation des données, calcule les valeurs des points de mesures virtuels et archive les données traitées ainsi que les autorisations correspondantes.
- (2) Chaque gestionnaire de réseau est tenu de former au moins les trois agrégations de données suivantes:
  - L'agrégation de la courbe de charge brute de son propre réseau (pas de valeur négative)
  - L'agrégation de fourniture de base
  - L'agrégation du groupe-bilan du fournisseur de l'approvisionnement de base

### 7.2 Gestion des attributions de fournisseurs

- (1) Le gestionnaire de réseau gère les attributions de fournisseurs qui lui sont communiquées par les acteurs du marché conformément aux processus définis dans le document d'application «Échange de données standardisé». Il doit garantir qu'à chaque point de mesure actif local soit attribué un fournisseur/producteur.

### 7.3 Obligation d'information

- (1) Le gestionnaire de réseau est tenu, à la demande des acteurs autorisés du marché, de les informer sur les rapports contractuels qu'il gère. De ce fait, le gestionnaire de réseau est tenu de communiquer aux acteurs du marché qui le lui demandent les relations contractuelles les concernant et qu'il gère. Cela concerne aussi bien les rapports contractuels existants que ceux concernant des données archivées de chaque acteur du marché y ayant droit.

### 7.4 Pertes de réseau

- (1) Les pertes de réseau sont à déterminer pour chaque niveau de réseau par des séries de valeurs au  $\frac{1}{4}$  heure.
- (2) Pour la série temporelle des valeurs de perte, il faut définir pour chaque niveau de réseau un point de mesure virtuel. La perte de réseau doit être traitée comme un consommateur final. Elle est approvisionnée par un fournisseur en passant par le groupe-bilan de celui-ci. Ce fournisseur reçoit quotidiennement la courbe de charge des pertes, analogue aux courbes de charges d'un consommateur final. Le consommateur final des pertes est le gestionnaire du réseau de distribution.

### 7.5 Pool de clients virtuel du fournisseur de l'approvisionnement de base

#### 7.5.1 Principe

- (1) Tous les consommateurs finaux d'une consommation supérieure à 100 000 kWh par an disposent du droit de choisir librement leur fournisseur après avoir obtenu une autorisation d'accès au réseau. Tous



les autres consommateurs finaux restent encore liés à leur fournisseur de l'approvisionnement de base.

- (2) Par fournisseur de l'approvisionnement de base, on entend le fournisseur qui assure l'approvisionnement de base dans une zone de desserte donnée. Tous les clients d'une aire de réseau donnée dont la courbe de charge n'est pas mesurée sont regroupés en un pool de clients virtuel et sont approvisionnés par le fournisseur attitré.
- (3) Dans le contexte de la gestion de bilan, le gestionnaire de réseau de distribution doit attribuer au pool de clients virtuel un point de mesure virtuel et remettre au fournisseur de l'approvisionnement de base une courbe de charge analogue à celle d'un consommateur final mesuré.
- (4) Le pool de clients virtuel est un instrument auxiliaire nécessaire du fait que les consommateurs finaux ne sont pas tous munis d'un SMI. Cela donne la possibilité au gestionnaire de réseau d'attribuer une courbe de charge à la somme des consommateurs finaux non munis d'une mesure de la courbe de charge. Cette courbe de charge est formée selon le chapitre 7.5.2 en calculant la différence de tous les soutirages et injections dans le réseau munis d'une mesure de la courbe de charge.

### 7.5.2 Calcul du pool de clients virtuel

- (1) La courbe de charge du pool de clients virtuel est calculée par le procédé dit «du haut vers le bas»:
  - a) On fait le bilan et on calcule la somme de tous les points d'interconnexion avec d'autres réseaux de manière à obtenir le soutirage effectif en provenance de réseaux en amont.
  - b) Au soutirage en provenance de réseaux en amont, on additionne dans la propre zone de desserte les installations productrices d'énergie (IPE) avec mesure de la courbe de charge ainsi que les profils d'injection (Pi) des IPE sans mesure de la courbe de charge. On obtient ainsi l'injection totale dans le réseau, et donc la consommation totale plus les pertes dans l'aire du réseau.
  - c) Du calcul de l'injection totale, il faut déduire les pertes de réseau. Ainsi, on obtient la consommation totale sur le réseau.
  - d) De la consommation totale, il faut déduire la consommation des clients dont la courbe de charge est mesurée (y compris celle du fournisseur de l'approvisionnement de base). Le résultat correspond à la courbe de charge de la consommation du pool de clients virtuel.

## 7.6 Agrégation des données

### 7.6.1 Calcul des agrégations pour le décompte de l'énergie d'ajustement

#### 7.6.1.1 Bases

- (1) Le gestionnaire de réseau de distribution agrège (additionne) les données de mesure, séparément en fonction des fournisseurs, des groupes-bilan et du sens du flux d'énergie, et met les résultats à la disposition des acteurs du marché à des fins de contrôle et de décompte de l'énergie d'ajustement, conformément au SDAT – CH.
- (2) Le gestionnaire de réseau de distribution doit garantir que toute énergie consommée dans sa zone de desserte, y compris les pertes, l'énergie de pompage et le besoin propre des IPE soit attribuée à des groupes-bilan et à des fournisseurs/producteurs.



#### 7.6.1.2 Agrégations de fournisseurs/producteurs

- (1) Tous les points de mesure pris en compte dans les bilans des consommateurs finaux, producteurs et gestionnaires d'installations de stockage sont attribués à un fournisseur/producteur. Le gestionnaire de réseau de distribution additionne toutes les valeurs mesurées par le fournisseur/producteur séparément selon le sens du flux d'énergie et obtient ainsi mensuellement pour n fournisseurs/producteurs  $2^n$  séries de valeurs agrégées avec le nombre de jours\*96 valeurs.

**Attention:** lorsqu'un fournisseur/producteur participe à plusieurs groupes-bilan dans une même zone de desserte, il faut établir pour lui des agrégations fournisseur/producteur séparées pour chaque groupe-bilan!

- (2) Conformément au document SDAT – CH, les valeurs de mesure individuelles de ces agrégations doivent être livrées au fournisseur pour qu'il puisse également calculer les agrégations pour son contrôle.

#### 7.6.1.3 Agrégations du fournisseur de l'approvisionnement de base

- (1) Les agrégations du fournisseur de l'approvisionnement de base sont à établir exactement de la même manière que celles des autres fournisseurs/producteurs. Ce faisant, le pool de clients virtuel est à traiter comme un consommateur final normal (au même titre que le client «pertes», éventuellement attribué au fournisseur de l'approvisionnement de base). Les agrégations du fournisseur de l'approvisionnement de base sont calculées dans les deux sens (CCA et CIA). Il est possible d'attribuer chaque direction à un fournisseur différent. Si aucune solution n'est trouvée, les deux agrégations doivent être attribuées au même fournisseur et à son groupe-bilan.
- (2) Pour des raisons d'équité, le fournisseur de l'approvisionnement de base ne doit pas disposer de plus d'informations que les autres fournisseurs.

#### 7.6.1.4 Agrégations des groupes-bilan

- (1) Tous les points de mesure pris en compte dans les calculs de bilans des consommateurs finaux, producteurs et gestionnaires d'installations de stockage sont attribués à un groupe-bilan. Le gestionnaire de réseau de distribution additionne toutes les valeurs mesurées par groupe-bilan, séparément en fonction du sens du flux d'énergie, et obtient ainsi mensuellement avec n groupes-bilan  $2^n$  séries de valeurs agrégées avec le nombre de jours\*96 valeurs.

#### 7.6.1.5 CEL – échanges internes

- (1) Pour saisir le flux d'énergie interne entre les participants d'une CEL dans le bilan de réseau, il faut constituer l'agrégat «CEL – échanges internes». Celui-ci sert à calculer les pertes de réseau et la courbe de charge brute. L'agrégat «CEL – échanges internes» doit être envoyé chaque mois sous forme de somme au gestionnaire de réseau de transport (GRT) au moyen de l'EIC prévu à cet effet (SG-LEG-STROM-BRP / 12X-00000020CB-6). L'agrégat se forme à partir de la somme de toutes les CEL par réseau. Dans ce cas, la somme des courbes d'injection agrégée (CIA) correspond à la somme des courbes de charge agrégée (CCA). Les deux agrégats doivent être transmis au GRT.



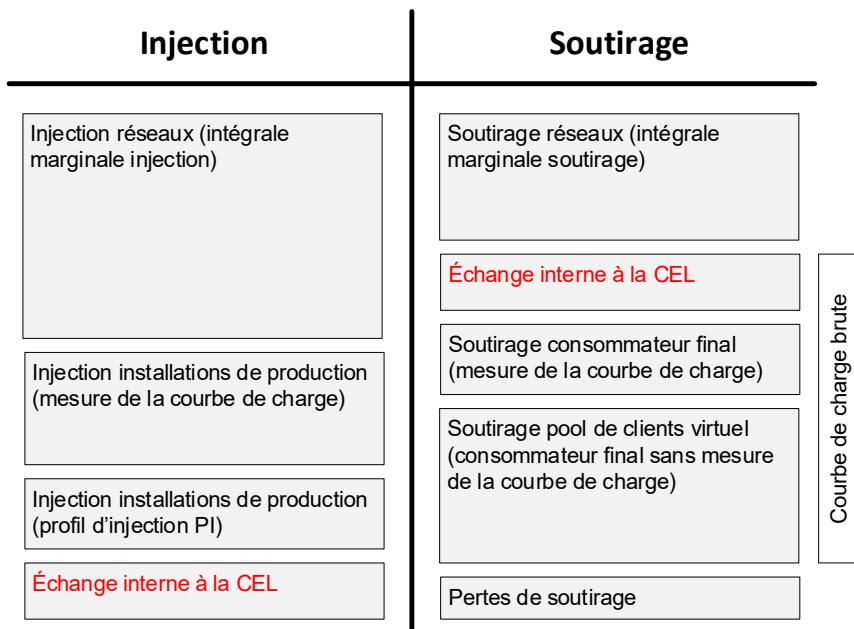


Figure 6: Échange interne à la CEL

### 7.6.2 Calcul des agrégations pour le report de coûts/l'imputation de coûts

#### 7.6.2.1 Courbe de charge brute du réseau propre pour l'imputation des coûts

- (1) La courbe de charge agrégée brute du réseau (CCBA/R) correspond à l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux directement raccordés au réseau (art. 15, al. 2 et art. 16, al. 1, let. a OApEl).
- (2) En principe, la courbe de charge brute devrait être établie en faisant la somme des courbes de charge de chaque consommateur final sur le réseau. Comme tous les consommateurs finaux ne sont pas munis d'un relevé de la courbe de charge, la courbe de charge brute du réseau est calculée de la manière suivante au moyen d'un instrument auxiliaire (voir également le calcul du pool de clients virtuel):
  - a) On fait le bilan et on calcule la somme de tous les points d'interconnexion avec d'autres réseaux de manière à obtenir le soutirage effectif en provenance de réseaux en amont.
  - b) Au soutirage en provenance de réseaux en amont, on additionne dans la propre zone de desserte les installations productrices d'énergie (IPE) avec mesure de la courbe de charge ainsi que les profils d'injection (Pi) des IPE sans mesure de la courbe de charge et le CEL – échanges internes. On obtient ainsi l'injection totale dans le réseau, et donc la consommation totale plus les pertes dans l'aire du réseau.
  - c) Du calcul de l'injection totale, il faut déduire les pertes de réseau. Ainsi, on obtient la consommation totale sur le réseau.



- d) Il convient de soustraire l'énergie consommée par les installations de stockage sans consommation finale, l'énergie consommée par les pompes d'accumulation des centrales de pompage-turbinage et le besoin propre des centrales électriques.
- (3) Le GRD transmet cette courbe de charge totale au GRT.
- (4) Sur la base de la CCBA/RP communiquée par le GRD, le GRT facture mensuellement à chaque gestionnaire de réseau le tarif «Services-système généraux» (SDL), le tarif «Réserve d'électricité» et le tarif «Coûts solidaires». L'organe d'exécution pour les programmes d'encouragement établit tous les mois, pour chaque gestionnaire de réseau, une facture pour les suppléments LEn (encouragement des énergies renouvelables). Le GRD doit régler ces factures sous forme d'acomptes. La facture finale est établie l'année suivante en fonction de l'énergie soutirée par réseau par les consommateurs finaux au cours de l'année civile écoulée.

#### **7.6.2.2 Courbe de charge brute agrégée totale pour le report de coûts**

- (1) La courbe de charge brute agrégée totale (CCBA/T) correspond à l'énergie électrique des consommateurs finaux directement raccordés au réseau plus celle de tous les consommateurs finaux raccordés à des niveaux inférieurs (art. 15, al. 3, let. a et art. 16, al. 1, let. a OApEI).
- (2) Selon l'art. 14a, al. 1, let. a/b LApEI, le soutirage d'électricité pour les besoins propres d'une centrale électrique, pour l'entraînement des pompes des centrales de pompage-turbinage ainsi que la charge des installations de stockage sans consommation finale est exclu des coûts d'utilisation du réseau.
- (3) La CCBA/T se calcule comme suit: ajouter à la courbe de charge brute du réseau propre (CCBA/RP) la courbe de charge brute des réseaux aval. Le calcul de la courbe de charge brute du réseau est décrit à la section 7.9.3.
- (4) Le gestionnaire de réseau transmet cette courbe de charge totale au gestionnaire de réseau amont. S'il y a plus d'un gestionnaire de réseau amont couplé directement ou s'il existe des liaisons au même niveau de réseau, les clés de répartition entre les gestionnaires de réseau impliqués sont à définir.

#### **7.7 Installations productrices d'énergie (IPE)**

- (1) Toutes les IPE peuvent choisir librement leur fournisseur/producteur. Les IPE doivent être équipées d'un SMI et attribuées à un groupe-bilan.
- (2) Le gestionnaire de réseau de distribution envoie, dans le cadre des processus standard, une agrégation des groupes-bilan, une agrégation du fournisseur ainsi que les courbes de charge de chacune des IPE au fournisseur/producteur. Les quantités d'énergie sont envoyées selon des flux distincts avec les courbes de charge et d'injection (SVC/SVI).
- (3) Les IPE sans SMI restent dans le GB du fournisseur de l'approvisionnement de base. Elles doivent être transformées en profils d'injection (Pi) et ajoutées à la courbe d'injection agrégée (CIA) ainsi qu'à CCBA/RP.



### 7.7.1 Formation de profils (par analogie avec la méthode PTa) d'injection (Pi)

- (1) Le profil de charge de référence (RLG ou *Referenzlastgang*) est formé à partir d'une, ou mieux, de plusieurs installations en additionnant les courbes de charge relevées (ou d'autres séries de mesure adéquates, p. ex. les données de rayonnement pour les installations photovoltaïques) et les puissances nominales correspondantes. Il convient également de tenir compte des installations avec consommation propre dans le calcul. Le mix d'installations doit correspondre le plus possible au mix de production du réseau. Des contrôles et des ajustements doivent être effectués chaque mois et le bilan doit être corrigé au moins une fois par trimestre.
- (2) Le facteur de conversion, appelé aussi facteur d'échelle (F) pour le profil d'injection (Pi), est calculé en divisant la puissance nominale [Pnominale] des IPE non munies de relevé de la courbe de charge par la puissance nominale du profil de référence RLG.

$$F = \frac{P_{nominale}(Pi)}{P_{nominale}(RLG)}$$

- (3) Le facteur de conversion (F) doit être optimisé par le GRD après les lectures des compteurs et en tenant compte des installations avec consommation propre, afin de représenter aussi correctement que possible les conditions locales particulières.
- (4) Le profil d'injection Pi est formé en multipliant les valeurs d'énergie au quart d'heure du profil de référence par le facteur de conversion (F).

$$E_{15\text{ min}}(Pi) = F * E_{15min}(RLG)$$

- (5) Le GRD peut décider lui-même s'il veut former un Pi par point de mesure ou s'il forme un Pi agrégé de toutes les installations.

## 7.8 Données OSTRAL<sup>13</sup> pour la surveillance des groupes-bilan et pour le recours aux centrales

- (1) En cas de pénurie d'électricité, la Confédération ordonne des mesures de contingentement permettant d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation à un niveau réduit. Elle a chargé l'Association des entreprises suisses (AES) de procéder aux préparatifs nécessaires pour surmonter une situation de crise (OEBE, RS 531.35). Dans ce but, l'AES a créé OSTRAL.
- (2) OSTRAL et le GRT (Swissgrid), en tant que coordinateur des groupes-bilan, ont besoin de données précises dans le temps sur la production et la consommation pour les prévisions concernant la consommation et le recours aux centrales, mais aussi les responsables de groupe-bilan. Grâce aux agrégations des groupes-bilan (CCA/GB et CIA/GB), les GRD disposent déjà de cette information qui peut être utilisée dans ces buts.
- (3) Le GRD fournit au responsable du groupe-bilan et au GRT chaque jour la somme de la courbe de charge et la somme de la courbe d'injection non validées et, chaque mois, ces données validées.

<sup>13</sup>Organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise

- (4) Le GRD fournit au gestionnaire de réseau de transport les séries temporelles d'injection (STI) en vue de la gestion de l'offre en situation de gestion réglementée. Ce dernier présente au préalable au GRD une demande écrite concernant la livraison des données. Pour les points de mesure demandés, le GRD envoie chaque mois les données validées et chaque jour les données non validées pour les cinq derniers jours.

## 7.9 Tâches de contrôle

### 7.9.1 Gestionnaire de réseau

- (1) Le gestionnaire de réseau est au minimum responsable de l'exécution des contrôles suivants:
- il contrôle que l'attribution des points de mesure annoncée par les fournisseurs est correcte;
  - les agrégations de données effectuées par le gestionnaire de réseau sont validées et reproducibles;
  - avant l'envoi quotidien des données, les valeurs manquantes sont remplacées par des valeurs provisoires;
  - avant l'envoi quotidien des données, les valeurs négatives sont vérifiées afin d'en déterminer la cause, puis supprimées;
  - avant l'envoi quotidien des données, les pics de puissance irréalistes sont vérifiés afin d'en déterminer la cause, puis supprimés.

### 7.9.2 Fournisseur

#### 7.9.2.1 Contrôle des agrégations

- (1) Le fournisseur/producteur reçoit du gestionnaire de réseau de distribution les informations suivantes:
- la liste des attributions indiquant tous ses consommateurs finaux, ses producteurs et ses gestionnaires d'installations de stockage (hebdomadairement);
  - les courbes de charge et d'injection par consommateur final, producteur et gestionnaire d'installation de stockage (journellement);
  - la courbe de charge agrégée du fournisseur/producteur (CCA/FP) et la courbe d'injection agrégée du fournisseur/producteur (CIA/FP) de l'aire de réseau de distribution (mensuellement).
- (2) Le fournisseur/producteur doit contrôler l'attribution de ses consommateurs finaux, producteurs et gestionnaires d'installations de stockage et les agrégations. Il doit immédiatement élucider les éventuelles erreurs avec le gestionnaire de réseau de distribution.

### 7.9.3 Responsable de groupe-bilan

#### 7.9.3.1 Contrôle des agrégations

- (1) Le responsable de groupe-bilan reçoit du gestionnaire de réseau de distribution les informations suivantes:



- la courbe de charge agrégée du fournisseur/producteur (CCA/FP) et la courbe d'injection agrégée du fournisseur/producteur (CIA/FP) de l'aire de réseau de distribution (non validées quotidiennement, validées après écoulement du mois de fourniture);
  - la courbe de charge agrégée du groupe-bilan CCA/GB et la courbe d'injection agrégée du groupe-bilan (CIA/GB) de l'aire de réseau de distribution (validées après écoulement du mois de fourniture).
- (2) Le responsable de groupe-bilan doit comparer les agrégations des fournisseurs/producteurs avec les agrégations de son groupe-bilan. Il doit immédiatement élucider les éventuelles erreurs avec le gestionnaire de réseau de distribution ou, le cas échéant, avec le gestionnaire du réseau de transport.

#### Contrôle du solde des séries de valeurs

- (1) Le solde des séries de valeurs correspond à la différence entre le programme du groupe-bilan (prévision) et l'agrégation des valeurs mesurées du groupe-bilan (réalité). Le responsable de groupe-bilan reçoit du gestionnaire de réseau de transport le solde des séries de valeurs et doit les contrôler. Il doit immédiatement élucider les éventuelles erreurs avec le gestionnaire de réseau de transport.

#### 7.10 Protection des données de mesure

- (1) La mise à disposition des données de mesure est soumise à la Loi sur la protection des données (LPD). Le gestionnaire de réseau ou la personne chargée de mettre les données à disposition doit prendre les mesures nécessaires pour garantir la protection des données. Ces données peuvent contenir des profils d'utilisateurs de réseau (au sens de la LPD), voire des secrets d'affaires. Ainsi, seuls les acteurs du marché qui en ont besoin dans le cadre de leurs prestations pour le réseau ou pour leurs contrats de fourniture d'électricité de même que les tiers désignés par ces acteurs de marché ou légalement autorisés sont habilités à recevoir ces données. Les autorités sont également autorisées à prendre connaissance des données sous forme anonymisée conformément aux dispositions légales, de même que les organisations ayant des objectifs de recherche d'intérêt public. Les dispositions légales en matière de protection et de sécurité des données s'appliquent.
- (2) Les acteurs du marché habilités à utiliser le réseau ont le droit d'obtenir et d'utiliser leurs données basées sur une relation contractuelle actuelle ou passée avec d'autres acteurs du marché. L'utilisateur de réseau, en tant que propriétaire des données de mesure, peut autoriser d'autres personnes à prendre connaissance de ses données. Les éventuels frais supplémentaires pour cette mise à disposition des données peuvent être facturés selon le principe de causalité.

#### 7.11 Archivage

- (1) Conformément à l'art. 8, al. 4 OApEl: sur demande des consommateurs finaux, des producteurs ou des gestionnaires d'installations de stockage concernés, les gestionnaires de réseau fournissent à des tiers, contre un dédommagement couvrant les frais, des données de mesure et des données de référence supplémentaires ou préparées différemment. Toutes les données relevées au cours des cinq années précédentes doivent être livrées. [obj]



## 8. Livraison des données

### 8.1 Principe

- (1) Le gestionnaire de réseau est tenu de fournir les données aux partenaires de marché. L'échange de données requis à cet effet est décrit dans le document d'application SDAT – CH.
- (2) Chaque jour, les données de mesure non validées sont fournies en continu sur les 5 derniers jours à des fins de prévision et d'information. Si des différences ou des corrections sont nécessaires au-delà des 5 jours, un nouvel envoi immédiat doit être effectué pour toute la période.
- (3) Chaque mois, les données de mesure validées sont fournies pour l'imputation des coûts et pour le décompte de l'énergie et de l'utilisation du réseau. La livraison mensuelle contient toutes les données de mesure du mois précédent.
- (4) L'échange des données de mesure et l'exécution des processus de changement conformément au SDAT – CH ne donnent lieu à aucun frais.
- (5) Le gestionnaire de réseau ne peut livrer des données à des tiers que s'il y est habilité par le propriétaire des données.

### 8.2 Délais de livraison

- (1) Les délais de livraison suivants s'appliquent pour la livraison des séries chronologiques individuelles ou des agrégations.



But	Objet à livrer	Délai de livraison le plus tardif
Prévision et information données non validées	Courbes de charge et d'injection des points d'interconnexion avec les GRD amont, aval et voisins	Le jour suivant <sup>14</sup> , jusqu'à 9h00
	Courbes de charge et d'injection (SVC/SVI) aux fournisseurs, consommateurs finaux, producteurs, gestionnaires d'installations de stockage et représentants de CEL	Le jour suivant <sup>14</sup> , jusqu'à 10 h
	Courbe d'injection par IPE pour l'utilisation des centrales dans le cas OSTRAL	
	Agrégats des fournisseurs (CCA/FP et CIA/FP) au fournisseur/producteur et au RGB	
	Agrégats de groupes-bilan (CCA/CIA) au GRT et aux RGB	Le jour suivant <sup>14</sup> , jusqu'à 10 h
Facturation d' énergie et d' utilisation du réseau données validées	Agrégats des échanges internes des CEL (CCA/CIA) au GRT	
	Agrégats des représentants de CEL (CCA/CIA) aux représentants de CEL (mensuellement si pas possible quotidiennement)	
	Courbes de charge et d'injection des points d'interconnexion avec les GRD amont, aval et voisins	Jusqu'à la fin du 4 <sup>e</sup> JO du mois suivant
	Courbes de charge et d'injection (SVC/SVI) aux fournisseurs, consommateurs finaux, producteurs, gestionnaires d'installations de stockage et représentants de CEL	
	Courbes de charge et d'injection (SVC/SVI) d'installations de production certifiées à l'organe d'exécution GO (Pronovo)	Jusqu'à la fin du 5 <sup>e</sup> JO du mois suivant
	Courbe d'injection par IPE pour l'utilisation des centrales dans le cas OSTRAL	
	Courbes de charge besoin propre/énergie de pompage des centrales à tous les GRD amont et voisins concernés.	
	Agrégats des fournisseurs (CCA/FP et CIA/FP) au fournisseur/producteur et au RGB	
	Agrégats de groupes-bilan (CCA/CIA) au GRT et aux RGB	Jusqu'à la fin du 8 <sup>e</sup> JO du mois suivant
	Agrégats des représentants de CEL (CCA/CIA) aux représentants de CEL	
Courbe de charge brute du réseau (CCBA/RP) (sans les réseaux aval) au GRT	Courbe de charge brute totale (CCBA/T) de tous les consommateurs finaux (y c. réseaux aval).	Jusqu'à la fin du 8 <sup>e</sup> JO du mois suivant. Quant au gestionnaire de réseau amont, il a ensuite 4 JO à disposition pour faire son annonce à son gestionnaire de réseau amont.

Tableau 13: Délais de livraison pour les différentes fonctions

(La description détaillée de toutes les livraisons de données figure dans le SDAT – CH)

JO = jour ouvrable

### 8.3 Livraison supplémentaire

- (1) Le gestionnaire de réseau est tenu de livrer sur demande aux acteurs du marché leurs données de mesure, au moins durant la période d'archivage, conformément au chapitre 7.11.

<sup>14</sup> Les données quotidiennes doivent être livrées automatiquement sous forme de valeurs réelles ou provisoires.

#### **8.4 Agrégats et chroniques échangés mensuellement: corrections intervenant après le délai prescrit**

- (1) Des données énergétiques validées, envoyées par les acteurs du marché, peuvent encore être corrigées par ceux-ci après les délais prescrits au plus tard 3 mois après la fin du mois (de mesure), moyennant annonce aux destinataires, mais sans nécessiter d'autres explications.
- (2) La correction CCBA/T est particulièrement compliquée pour les réseaux de distribution en cascade. Il faut veiller à ce que toutes les données puissent être traitées et envoyées dans les délais, avant la fin du mois, au sein de la cascade. Les réseaux de distribution aval doivent donc envoyer leurs données corrigées au réseau amont au plus tard 3 JO avant la fin du mois afin que les autres partenaires de marché puissent à leur tour traiter et envoyer leurs CCBA/T dans les délais impartis.
- (3) Même après 3 mois, des corrections doivent rester possibles en vertu du Code des obligations. Dans l'optique d'une procédure de décompte limitée dans le temps, il est proposé de renoncer dans toute la mesure du possible à de telles corrections si elles sont minimes. Afin de donner du poids à cette proposition, il est permis de facturer au responsable les coûts de telles livraisons de données corrigées en dehors de cette période de 3 mois.



## 9. Annexes

### 9.1 Annexe 1: Aperçu de l'utilisation des codes OBIS en Suisse

- (1) Les codes OBIS définis dans la norme IEC 62056-61 ne satisfont pas aux exigences des gestionnaires suisses de réseau. Quelques exemples de codes OBIS à utiliser pour la mise à disposition de données de mesure figurent dans le tableau 14. Le tableau 14 n'est pas exhaustif.

A - B : C . D . E * F	Signification du code OBIS
1 - 1 : 1 . 8 . 0	Index du compteur énergie active injectée +A (non tarifé)
1 - 1 : 2 . 8 . 0	Index du compteur énergie active soutirée -A (non tarifé)
1 - 1 : 3 . 8 . 0	Index du compteur énergie réactive injectée +R (non tarifé)
1 - 1 : 4 . 8 . 0	Index du compteur énergie réactive soutirée -R (non tarifé)
1 - 1 : 1 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie active injectée +A
1 - 1 : 2 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie active soutirée -A
1 - 1 : 3 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie réactive injectée +R
1 - 1 : 4 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie réactive soutirée -R
1 - 2 : 1 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie active injectée +A
1 - 2 : 2 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie active soutirée -A
1 - 2 : 3 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie réactive injectée +R
1 - 2 : 4 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie réactive soutirée -R
1 - 5 : 1 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie active injectée +A
1 - 5 : 2 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie active soutirée -A
1 - 5 : 3 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie réactive injectée +R
1 - 5 : 4 . 9 . 0 * 255	Quantité d'énergie réactive soutirée -R
1 - 1 : 1 . 9 . 1 * 255	Quantité d'énergie active T1 injectée +A
1 - 1 : 2 . 9 . 1 * 255	Quantité d'énergie active T1 soutirée -A
1 - 1 : 3 . 9 . 1 * 255	Quantité d'énergie réactive T1 injectée +R
1 - 1 : 4 . 9 . 1 * 255	Quantité d'énergie réactive T1 soutirée -R
1 - 1 : 3 . 9 . 2 * 255	Quantité d'énergie réactive T2 injectée +R
1 - 1 : 4 . 9 . 2 * 255	Quantité d'énergie réactive T2 soutirée -R
1 - 1 : 1 . 6 . 1 * 255	Puissance active T1 injectée +A
1 - 1 : 2 . 6 . 1 * 255	Puissance active T1 soutirée -A
1 - 1 : 1 . 6 . 2 * 255	Puissance active T2 injectée +A
1 - 1 : 2 . 6 . 2 * 255	Puissance active T2 soutirée -A
1 - 1 : 1 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie active injectée +A
1 - 1 : 2 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie active soutirée -A
1 - 1 : 3 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive injectée +R
1 - 1 : 4 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive soutirée -R
1 - 1 : 5 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive injectée QI

<b>Signification du code OBIS</b>					
1 - 1 : 6 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive injectée QII				Compteur principal
1 - 1 : 7 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive soutirée QIII				Compteur principal
1 - 1 : 8 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive soutirée QIV				Compteur principal
1 - 5 : 1 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie active injectée				Valeur calculée, injection
1 - 5 : 2 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie active soutirée				Valeur calculée, soutirage
1 - 5 : 3 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive injectée				Valeur calculée, injection
1 - 5 : 4 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge énergie réactive soutirée				Valeur calculée, soutirage
1 - 5 : 211 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge consommation CEL «électricité résiduelle» énergie active injectée +A <sup>15</sup>				Valeur calculée, injection
1 - 5 : 212 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge consommation CEL «électricité CEL» énergie active injectée +A				Valeur calculée, injection
1 - 5 : 221 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge CEL – production «électricité résiduelle» Énergie active soutirée -A				Valeur calculée, soutirage
1 - 5 : 222 . 29 . 0 * 255	Courbe de charge CEL – production «électricité de la CEL» Énergie active soutirée -A				Valeur calculée, soutirage
0 - X : 0 . 1 . 0 * 255	Nombre de remises à zéro (Billing Counter)				Mesure principale
1 - 1 : 130 . 130 . 0 * 255	Différence temporelle positive				Mesure principale
1 - 1 : 130 . 131 . 0 * 255	Différence temporelle négative				Mesure principale
8 - 1 : 132 . 9 . 0 * 255	Niveau d'eau (lac)				Mesure principale

Tableau 14: Exemples de codes OBIS utilisés en Suisse

### 9.1.1 Légende (tableau 14)

Pour chaque groupe de valeurs, les indices revêtent les significations suivantes (liste non exhaustive):

#### A Vecteur

- 0 Divers
- 1 Électricité
- 7 Gaz
- 8 Eau (froide)

#### B Canal

- 1 Mesure principale, compteur principal, compteur
- 2 Mesure de contrôle
- 5 Valeur virtuelle ou calculée

#### C Grandeur de mesure

- 1 Énergie active (D=9 ou 29) ou puissance active (D=6) fourniture (+A)
- 2 Énergie active (D=9 ou 29) ou puissance active (D=6) soutirage (-A)
- 3 Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) fourniture (+R)

<sup>15</sup> Pour de plus amples informations, voir la recommandation de la branche «Communautés électriques locales (CEL)».



4	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) soutirage (-R)
5	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) fourniture QI (+Ri)
6	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) fourniture QII (+Rc)
7	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) soutirage QIII (-Ri)
8	Énergie réactive (D=9 ou 29) ou p. réact. (D=6) soutirage QIV (-Rc)
12	Tension toutes phases
31	Courant L1
32	Tension L1
51	Courant L2
52	Tension L2
71	Courant L3
72	Tension L3
83	Pertes générales
96	Heures d'exploitation, température ambiante, voyant lumineux
128	Pertes dépendant du courant
129	Pertes dépendant de la tension
130	Différence temporelle
131	Puissance de réglage
135	Pertes dépendant du courant et de la tension
211	Consommation CEL «électricité résiduelle», puissance active (D=29) fourniture (+A) <sup>16</sup>
212	Consommation CEL «électricité CEL», puissance active (D=29) fourniture (+A)
221	Production CEL «électricité résiduelle», puissance active (D=29) soutirage (-A)
222	Production CEL «électricité CEL», puissance active (D=29) soutirage (-A)

#### D Type de mesure

6	Puissance active 15 min Ø (kW)
7	Puissance active actuelle (kW)
8	Index du compteur (kWh, kvarh)
9	Quantité (avance du compteur par rapport à la dernière lecture: kWh, kvarh)
29	Courbe de charge (kWh, kvarh)

#### E Tarif

0	Non tarifé
1	Tarif T1 <sup>17</sup>
2	Tarif 2 (T2)

#### F Valeur préalable

255 Pas de valeur préalable

Remarque:

<sup>16</sup> Grandeur de mesure spécifiques pour les CEL (211, 212, 221 et 222). Pour de plus amples informations, voir la recommandation de la branche «Communautés électriques locales (CEL)».

<sup>17</sup> Les plages d'application des tarifs doivent être indiquées par le gestionnaire de réseau.



À titre de solution provisoire (max. deux ans), il est possible de renoncer au \*255 pour les GRD dont les systèmes en aval ne disposent que de 15 chiffres.

## 9.2 Annexe 2: Mesure à 4 quadrants

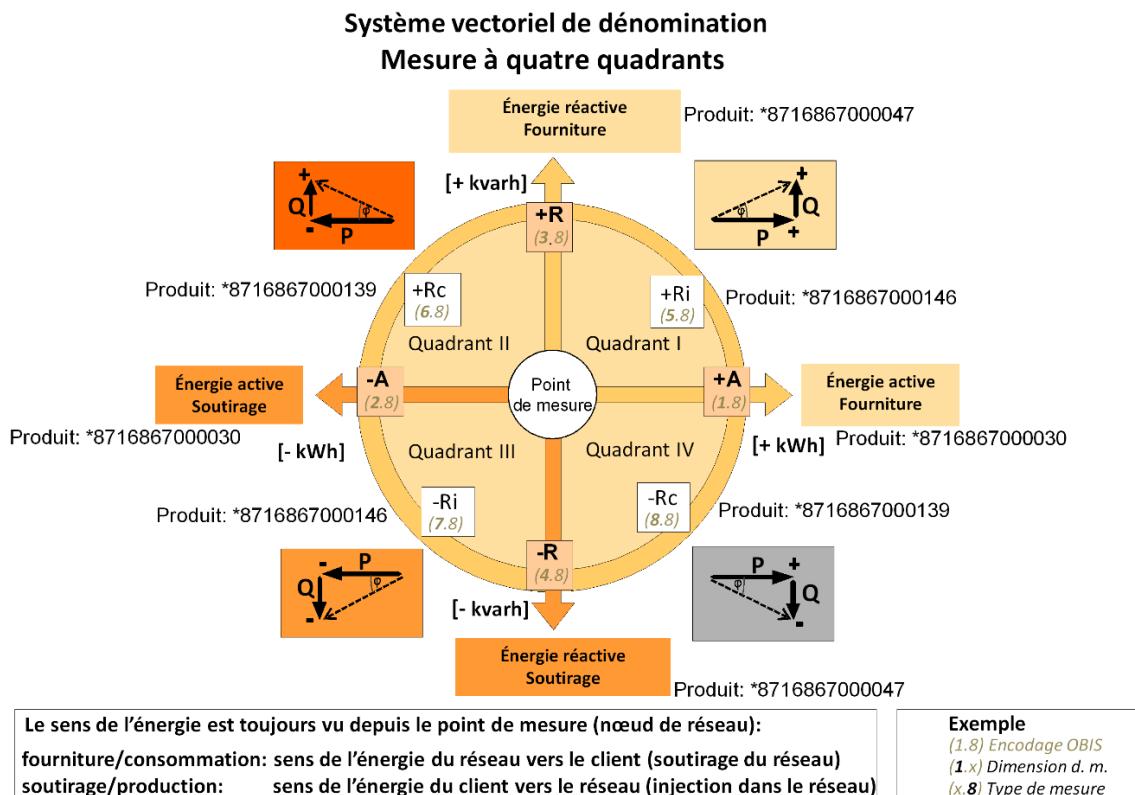


Figure 7: Correspondance entre système vectoriel, mesure à 4 quadrants, code OBIS et code produit

### Définitions pour la transmission:

- **Sens de l'énergie du réseau vers le client (soutirage/fourniture/consommation).** En fonction de la structure du point de mesure<sup>18</sup>, la désignation change: Out of\*\*-grid ou Consumption.
- **Sens de l'énergie du client vers le réseau (injection/soutirage/production).** En fonction de la structure du point de mesure, la désignation change: Into\*\*-grid ou Production.
- Chaque quadrant d'énergie réactive est attribué au diagramme vectoriel simplement via le code OBIS. La constitution des demi-cercles d'énergie réactive pour la fourniture et le soutirage est faite sur le compteur. Les quadrants/demi-cercles sont indiqués avec la désignation de produit (EnergyProductIdentificationCode) et le sens du flux d'énergie dans le xml correspondant, selon SDAT – CH. La désignation «Production (E18)/Consumption (E17)» associée au MeteringPointType sert à identifier les

<sup>18</sup> (MeteringPointType) point d'interconnexion entre les réseaux, consommateur final, producteur ou gestionnaire d'installation de stockage

données transmises. Celles-ci sont indépendantes de la répercussion physique du type d'énergie réactive.

- Le décompte de produits d'énergie réactive sur la base de quadrants d'énergie réactive doit être défini de façon bilatérale entre les partenaires de marché.

**Exemples:**

- (1) Point d'interconnexion entre les réseaux:

- Q1+Q2 = fourniture/In Area Y2, Out Area Y1; Product Code 8716867000047
- Q3+Q4 = soutirage/In Area Y1, Out Area Y2; Product Code 8716867000047
- Q1= énergie réactive inductive: In Area Y2, Out Area Y1;Product Code 8716867000146
- Q2= énergie réactive capacitive: In Area Y2, Out Area Y1;Product Code 8716867000139
- Q3= énergie réactive inductive: In Area Y1, Out Area Y2;Product Code 8716867000146
- Q4= énergie réactive capacitive: In Area Y1, Out Area Y2;Product Code 8716867000139

- (2) Unité de production/consommateur:

- Q1+Q2 = fourniture/Consumption; Product Code 8716867000047
- Q3+Q4 = soutirage/Production; Product Code 8716867000047
- Q1= énergie réactive inductive: Consumption; Product Code 8716867000146
- Q2= énergie réactive capacitive: Consumption; Product Code 8716867000139
- Q3= énergie réactive inductive: Production; Product Code 8716867000146
- Q4= énergie réactive capacitive: Production; Product Code 8716867000139



### 9.3 Annexe 3: Mesures dans les réseaux de faible envergure

- (1) Le GRD est l'exploitant des places de mesure aux points de raccordement au réseau de faible envergure.
- (2) L'exploitation de la place de mesure au sein du réseau de faible envergure peut être assurée de manière autonome par le gestionnaire de réseau de faible envergure à l'aide de ses propres appareils de mesure.
- (3) Pour la saisie des garanties d'origine (GO), les installations de production >30 kVA nécessitent leur propre mesure de production. L'exploitation de la place de mesure pour ces installations est assurée par le GRD, même si l'installation de production alimente directement le réseau de faible envergure.
- (4) L'exploitation de la place de mesure des clients sur le marché libre est assurée par le GRD, même si les clients sont raccordés au réseau de faible envergure.

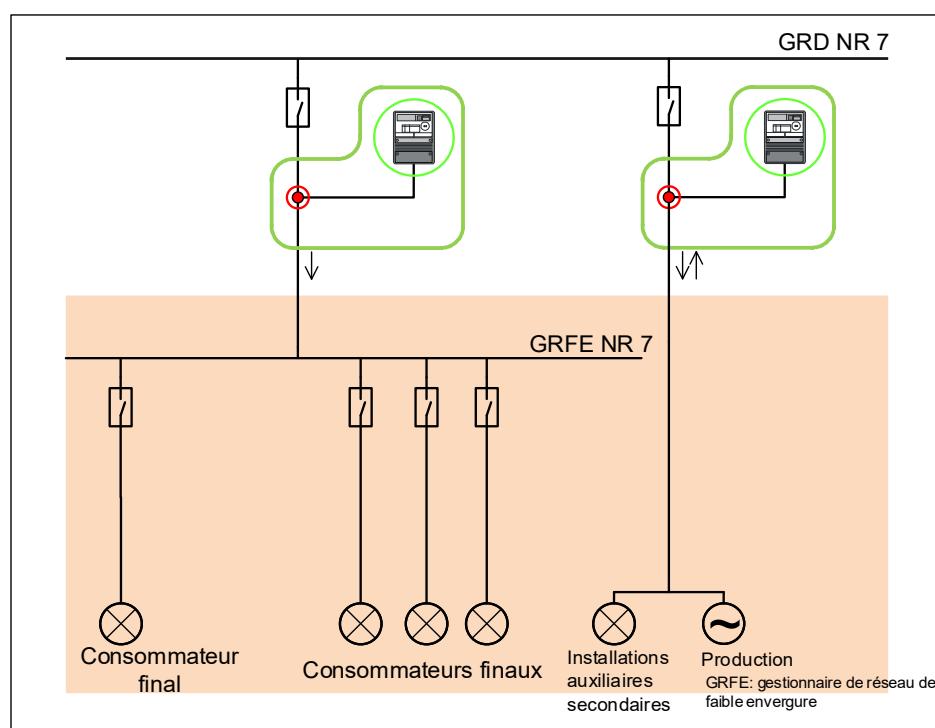


Figure 8: Réseau de faible envergure avec mesure des points de raccordement au réseau par le GRD

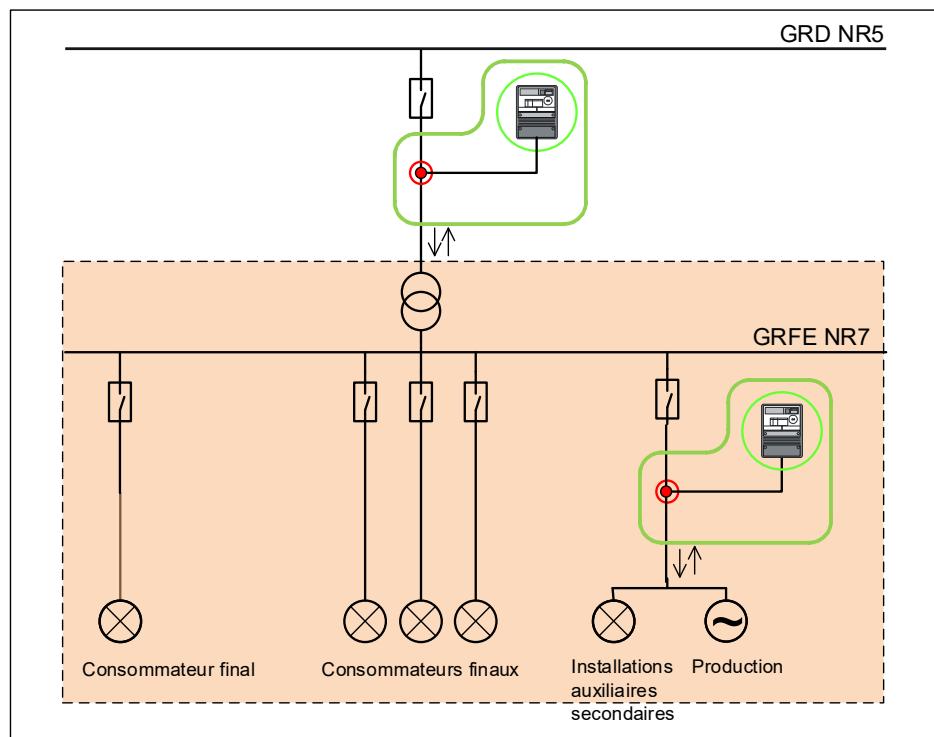


Figure 9: Réseau de faible envergure avec installation de production >30 kVA dans un réseau de faible envergure