



Manuel Gestion des données de mesure

Mesure et échange de données dans le marché suisse de l'électricité libéralisé

HB-MDM – CH Édition novembre 2017

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Téléphone +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@electricite.ch, www.electricite.ch



Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10, case postale
CH-5001 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs de la première édition

Kurt Bachmann	Axpo Informatik AG, Baden	GT SDAT*, ENDAKO**
Reinhard Döbele	BKW, Nidau	GT SDAT
Andreas Eilingsfeld	ewz, Zurich	GT SDAT
Martin Epp	NOK, Baden	GT SDAT
Adrian Fuchs	Swissgrid SA	Responsable GT SDAT
Alexander Gamma	SIG (Services Industriels de Genève)	GT SDAT
Andri Guidon	Sysdex AG, Dübendorf	GT SDAT
Peter Hüsler	Swisspower AG, Zurich	GT SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	GT SDAT
Alexander Pfister	VSE, Aarau	Secrétaire GT SDAT
Benjamin Reusse	BKW, Berne	GT SDAT
Alfred Schindler	IBW Energie AG, Wohlen	GT SDAT, ENDAKO
Peter Walter	EKT AG, Arbon	GT SDAT
Peter Woodtli	Atel Netz AG, Olten	GT SDAT
Armin Zingg	BKW, Berne	GT SDAT*, ENDAKO**

Auteurs (révision 2017)

Tobias Anliker	EBM Energie AG, Münchenstein	GT SDAT
Kurt Bachmann	Avectris AG, Baden	GT SDAT*, ENDAKO**
Michele Calastri	AMB, Bellinzone	GT SDAT
Andreas Eilingsfeld	ewz, Zurich	GT SDAT
Michael Jastrob	Enpuls AG	GT SDAT
Patrick Läng	Stadtwerk Winterthur, Winterthur	Responsable GT SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	GT SDAT
Elena Rastoder	AEK Energie AG	GT SDAT
Henk la Roi	VSE, Aarau	Secrétaire GT SDAT
Martin Schlupe	Axpo Trading AG, Baden	GT SDAT
Daniel Starkermann	BKW Energie AG, Nidau	GT SDAT
Hansjürg Stiffler	Swissgrid SA	GT SDAT

* GT SDAT Groupe de travail Échange de données standardisé de l'AES

**ENDAKO Commission Données énergétiques (mesure et échange de données de mesure) de l'AES



Responsabilité commission

La Commission Données énergétiques de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



Chronologie

Mars 2006	Début des travaux du groupe de travail Échange de données (GT SDAT)
Décembre 2007	Approbation du document SDAT-CH
Juin 2008	Publication de la première version du manuel HB-SDAT
2009/avril 2010	Révision par le GT SDAT en vue de l'édition 2010
Décembre 2010	Publication de l'édition 2010 du manuel HB-SDAT
Avril-octobre 2012	Révision par le GT SDAT en vue de l'édition 2012
Décembre 2012	Publication de l'édition 2012 du manuel HB-SDAT
2016/mai 2017	Révision par le GT SDAT en vue de l'édition 2017
Août/sept. 2017	Consultation auprès des commissions concernées
13 novembre 2017	Approbation par la Direction 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 approuve ce document à la date du 13.11.2017.

Imprimé n° 1007f, édition 2017

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, distribution ou 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.



Sommaire

Avant-propos	9
1. Introduction	10
2. Mesure.....	10
2.1 Dispositifs de mesure chez les clients finaux	10
2.2 Dispositifs de mesure dans les unités de production.....	10
2.3 Dispositifs de mesure aux points de livraison du réseau	10
2.4 Désignation des points de mesure.....	11
2.5 Validation / valeurs de substitution	11
3. Établissement du bilan de réseau.....	12
3.1 Définition du réseau et identificateurs	12
3.2 Relation gestionnaires de réseau → réseaux.....	12
3.3 Processus entre les réseaux et les gestionnaires de réseau	13
3.3.1 Désignation des points de mesure	14
3.3.2 Obligation de communication.....	14
3.4 Définition de l'établissement du bilan de réseau	14
3.5 Réseau typique	16
3.6 Calcul du profil d'injection.....	17
3.7 Pertes de réseau en tant que client	17
3.7.1 Exemple d'application pour les pertes dans un «réseau typique».....	18
3.8 Clients finaux sans courbe de charge mesurée (pool de clients virtuel).....	19
3.8.1 Exemple d'application d'un pool de clients virtuel dans un «réseau typique».....	19
4. Agrégations (sommés)	20
4.1 Agrégations de chaque fournisseur	20
4.1.1 Exemple d'application de la somme des fournisseurs «réseau typique».....	20
4.2 Agrégation de chaque groupe-bilan.....	21
4.2.1 Exemples d'application de l'agrégation de groupes-bilan «réseau typique».....	21
4.3 Somme de la courbe de charge brute du propre réseau pour le tarif général des services- système et les suppléments LEne	21
4.3.1 Exemples d'application de la somme de la courbe de charge brute du propre réseau «réseau typique».....	22
4.4 Somme énergie brute (totale) pour le report des coûts du réseau	22
4.4.1 Exemple d'application de la somme de la courbe de charge brute «réseau typique».....	23
4.4.2 Traitement des valeurs négatives	23
5. Échange de données de mesure	24
5.1 Aperçu	24
5.2 Délais	24
5.2.1 Délais quotidiens.....	24
5.2.2 Délais mensuels.....	24
5.3 Facturation de l'énergie aux clients et pronostic.....	25
5.4 Échange des données de mesure entre les gestionnaires de réseau pour l'imputation des coûts.....	26
5.5 Échange des données de mesure pour les tarifs généraux des services-système et les suppléments LEne	26
5.6 Échange des données de mesure pour le décompte des groupes-bilan.....	27



5.7	Échange des données de mesure GB-ER réduction de la clé de répartition.....	28
5.8	Échange de données pour OSTRAL.....	28
5.9	Échange des données de mesure pour la saisie automatique des garanties d'origine.....	28
5.10	Échange des données de mesure interne au groupe-bilan.....	29
6.	Processus de changement.....	31
6.1	Principes.....	31
6.2	Processus.....	31
6.3	Processus de changement les plus fréquents, par rôle.....	33
6.3.1	Scénarios du point de vue du fournisseur.....	33
6.3.1.1	Première fourniture dans une aire de réseau (ne constituant pas un emménagement).....	33
6.3.1.2	Changement de fournisseur (le fournisseur a déjà un contrat cadre avec le gestionnaire de réseau).....	33
6.3.1.3	Construction nouvelle/remise en service (le fournisseur a déjà un contrat cadre avec le gestionnaire de réseau).....	33
6.3.1.4	Fin d'un contrat de fourniture temporaire/résiliation d'un contrat de fourniture.....	34
6.3.1.5	Déménagement d'un client dans la même/dans une autre aire de réseau avec maintien du même fournisseur.....	34
6.3.1.6	Déménagement d'un client dans une autre aire de réseau sans maintien du fournisseur.....	34
6.3.1.7	Déménagement d'un client sans successeur.....	35
6.3.1.8	Le fournisseur change de groupe-bilan.....	35
6.3.2	Scénarios du point de vue du prestataire de services-système.....	35
6.3.2.1	Annonce d'un PSS.....	35
6.3.2.2	Annulation d'un PSS.....	36
6.3.3	Approvisionnement de base/approvisionnement de remplacement.....	36
7.	Nouveaux processus SDAT.....	37
7.1	Aperçu.....	37
8.	Transmission de données et sécurité des données.....	38
8.1	Format des messages.....	38
8.2	Confirmation de réception.....	38
8.3	Format et compression.....	38
8.4	Canal de données et sécurité des données.....	39
9.	Annexe 1.....	41

Liste des figures

Figure 1: Processus entre les réseaux et les gestionnaires de réseau	13
Figure 2: Bilan du réseau d'une aire de desserte.	15
Figure 3: Réseau typique avec les divers niveaux de réseau, la production et les consommateurs.	16
Figure 4: Aperçu de l'échange de données de mesure entre les acteurs	24
Figure 5: Aperçu de l'échange de données entre les gestionnaires de réseau	25
Figure 6: Aperçu de l'échange de données de mesure pour les garanties d'origine	25
Figure 7: Étapes du processus d'échange des données de mesure pour le décompte du groupe-bilan	27



Figure 8: Délais d'établissement– vue d'ensemble (X = année en cours)	29
Figure 9: Processus définis pour l'échange des données (selon le SDAT-CH)	32
Figure 10: Processus type pour le changement de fournisseur	32
Figure 11: Diagramme de séquence «Annonce de PSS»	35

Liste des tableaux

Tableau 1: Objets d'un réseau typique	16
Tableau 2: Attribution du point de mesure au fournisseur et au groupe-bilan	20
Tableau 3: Traitement des cas particuliers dans l'échange de données	40

Abréviations utilisées dans le document

Abréviation	Description allemande	Description
BG (GB)	Bilanzgruppe	Groupe-bilan
BG-EE (GB-ER)	Bilanzgruppe erneuerbare Energien	Groupe-bilan pour les énergies renouvelables
BLS/EN (CCA/R)	Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes (ohne nachgelagerte Netze)	Courbe de charge brute agrégée du réseau propre
BLS/T (CCA/T)	Bruttolastgangsumme total aller Endverbraucher (inkl. nachgelagerte Netze)	Courbe de charge agrégée brute (totale) de tous les consommateurs finaux (y compris réseaux en aval)
EGS (CIA)	Einspeisegangsumme	Courbe d'injection agrégée
LF (FR)	Lieferant	Fournisseur
LF-EE (FO-ER)	Lieferant für erneuerbare Energien	Fournisseur des énergies renouvelables
LGS (CCA)	Lastgangsumme	Courbe de charge agrégée
VKP	Virtueller Kundenpool	Pool de clients virtuel

La table résume les abréviations utilisées dans les formules de ce document.



Afin d'améliorer la compréhension, les termes et abréviations en langue allemande du texte original ont été conservés dans le document français en plus de la traduction, en particulier dans les formules.



Avant-propos

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 (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

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

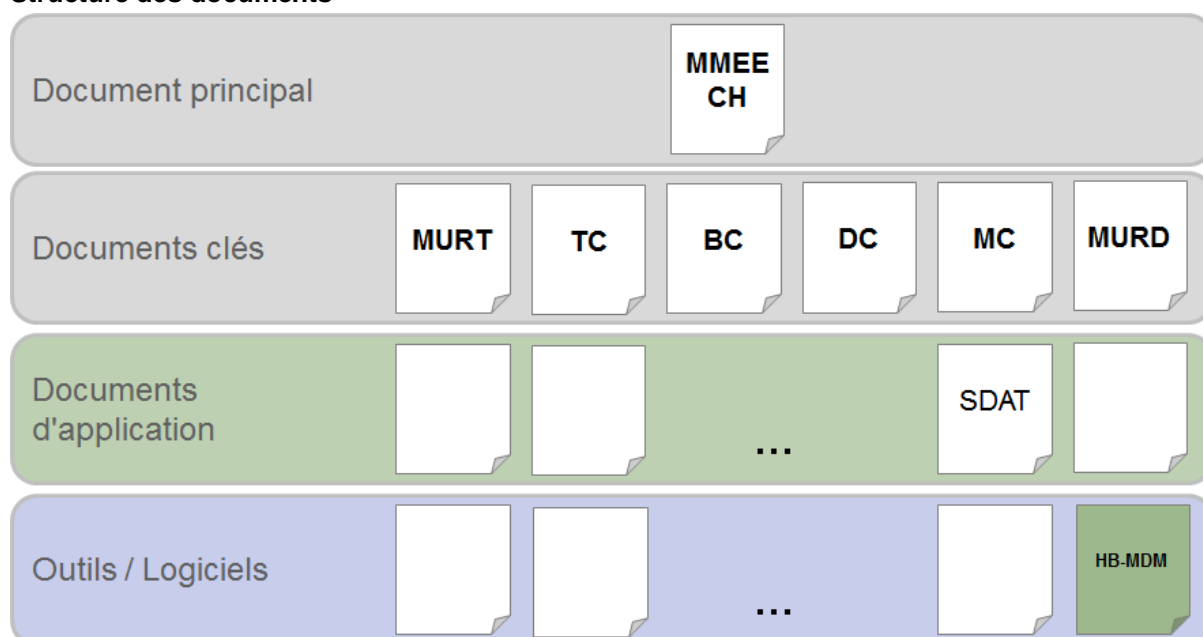
Documents clés

Documents d'application

Outils / Logiciels

Le présent document **Manuel Gestion des données de mesure: Mesure et échange de données dans le marché suisse de l'électricité libéralisé (HB-MDM)** est un outil / logiciel. Les dispositions sont reprises des documents MC-CH et SDAT-CH.

Structure des documents



1. Introduction

- (1) Le marché suisse de l'électricité est dans la première phase de sa libéralisation depuis le 1^{er} janvier 2009. Tous les clients dont la consommation annuelle dépasse les 100 000 kWh par site de consommation (selon l'OApEI), ainsi que toutes unités de production peuvent librement choisir leur fournisseur. Le présent document est destiné à donner un aperçu général dans les domaines de la mesure, de l'échange des données de mesure et des processus de changement de fournisseur.
- (2) Le présent document résume notamment les résultats des textes suivants:
 - Balancing Concept CH de l'AES (BC-CH, Édition 2012)
 - Metering Code CH de l'AES (MC-CH, Édition septembre 2017)
 - Document d'application de l'AES «Échange de données standardisé dans le marché libéralisé de l'électricité CH» (SDAT-CH, Édition septembre 2017)
- (3) La mesure, le traitement et l'échange des données de mesure, ainsi que le traitement des processus de changement, font partie des grands défis que l'ouverture du marché pose aux entreprises électriques. La préparation organisationnelle et technique, ainsi que la formation des employés, sont des facteurs importants pour rendre efficace le traitement des processus et maintenir à un niveau faible les coûts des entreprises qui y sont liés.

2. Mesure

2.1 Dispositifs de mesure chez les clients finaux

- (1) Les clients qui changent de fournisseur doivent être équipés de dispositifs de mesure de la courbe de charge. Il est recommandé d'équiper les nouvelles installations des clients finaux dont la consommation annuelle est >100 000 kWh d'un dispositif de mesure de la courbe de charge et de transmission automatique des données.

2.2 Dispositifs de mesure dans les unités de production

- (1) Selon l'art. 8, al. 5, OApEI, les producteurs dont la puissance raccordée est supérieure à 30 kVA doivent être équipés d'un dispositif de mesure de la courbe de charge avec transmission automatique des données quel que soit leur groupe-bilan. Les installations selon l'art. 29 OApEI en sont exclues.

2.3 Dispositifs de mesure aux points de livraison du réseau

- (1) Tous les gestionnaires de réseau de distribution doivent être en mesure d'établir les bilans nécessaires pour le calcul des valeurs agrégées. Pour ce faire, tous les points de livraison vers d'autres réseaux doivent être équipés de dispositifs de mesure de la courbe de charge et de transmission automatique des données. En cas de livraison sur le même niveau de tension, les deux gestionnaires de réseau doivent se mettre d'accord sur la mesure des livraisons. Dans le cas des transformateurs, la limite se situe sur le côté haute tension. Le responsable du point de mesure est chargé de la mesure des valeurs et de leur mise à la disposition des autres participants (conformément au SDAT-CH).



2.4 Désignation des points de mesure

- (1) Selon le MC-CH, les points de mesure sont désignés par un code à 33 positions qui se compose comme suit:

Pays	Identificateur	Numéro du point de mesure
1, 2	3 à 13	14 à 33

- Pays: deux lettres du pays (norme ISO)
 - Identificateur: numéro à 11 chiffres par gestionnaire de réseau, attribué par l'AES.
 - Numéro du point de mesure: 20 caractères alphanumériques, attribué par le gestionnaire de réseau.
- (2) La composition «pays-gestionnaire-numéro» du point de mesure permet d'assurer le caractère unique de la désignation du point de mesure. Vous trouverez de plus amples informations sur la désignation du point de mesure dans le MC.

2.5 Validation / valeurs de substitution

- (1) Le gestionnaire de réseau de distribution est responsable de l'exactitude des données de mesure. Pour les méthodes de validation et de l'établissement de valeurs de substitution, on consultera le Metering Code.



3. Établissement du bilan de réseau

3.1 Définition du réseau et identificateurs

- (1) En rapport avec l'établissement du bilan, un réseau (en anglais: Metering Grid Area) est un objet qui peut être attribué sans équivoque à un gestionnaire de réseau. Un gestionnaire est responsable d'au moins un réseau. Le gestionnaire établit un bilan séparé pour chacun de ses réseaux.
- (2) Tous les acteurs et les réseaux sont identifiés au moyen d'un code EIC. Celui-ci est un schéma d'identification fixé par le REGRT-E, standardisé en Europe (<https://www.entsoe.eu/>). Le «Issuing Office» suisse (organisme émetteur des codes) est géré par (Swissgrid). Pour le code EIC, on fait la distinction entre le code X et le code Y. Le code X identifie un acteur («party», en anglais), c'est-à-dire une entreprise (un code par numéro de TVA). Le code Y identifie une zone («area», en anglais), c'est-à-dire un réseau. Tous les réseaux enregistrés en Suisse figurent dans la publication EIC, publié sur le site Internet de Swissgrid.
- (3) Chaque gestionnaire de réseau a besoin d'un code EIC-Y pour l'identification de son réseau et d'un code EIC-X pour l'identification de l'acteur lui-même.
- (4) En raison de l'unbundling (séparation réseau-marché), un code X supplémentaire est nécessaire pour la vente des EAE actuelles, pour les fonctions du marché, c'est-à-dire pour les rôles de fournisseur et de responsable de groupe-bilan. Ce code X est à utiliser pour les activités en tant que fournisseur ainsi que pour le groupe-bilan, si un groupe-bilan propre est ouvert.

3.2 Relation gestionnaires de réseau → réseaux

- (1) Un réseau physique est attribué à exactement un gestionnaire de réseau (acteur du marché) à un moment donné. Un gestionnaire de réseau (acteur du marché) peut toutefois être responsable de plusieurs réseaux.
- (2) **Exigence envers un système IT :**

a) Représentation d'une relation 1:n entre les gestionnaires de réseau et les réseaux:

Gestionnaire de réseau (code EIC X)	Réseau (code EIC Y)	Date à partir de	Date jusqu'à
12X-0000001000-1	12Y-0000000500-O	01.01.2009	31.12.9999
	12Y-0000000700-O	01.01.2009	31.05.2015
	12Y-0000000900-O	01.01.2009	31.12.9999

b) Représentation d'une relation 1:n entre les réseaux et les gestionnaires de réseau:

Réseau (code EIC Y)	Gestionnaire de réseau (code EIC X)	Date à partir de	Date jusqu'à
12Y-0000000500-O	12X-0000001000-1	01.01.2009	30.09.2012
	12X-0000002000-2	01.10.2012	31.05.2015
	12X-0000003000-3	01.06.2015	31.12.9999



3.3 Processus entre les réseaux et les gestionnaires de réseau

Cas	Conséquence	Situation avant	Situation après
1 Le gestionnaire de réseau A achète ou reprend sur mandat du gestionnaire de réseau B la responsabilité du réseau B non adjacent.	Les deux réseaux (chacun avec son code EIC Y existant) font l'objet d'un bilan séparé établi par le gestionnaire de réseau A.		
2 Le gestionnaire de réseau A achète au gestionnaire de réseau B le réseau B adjacent et l'intègre dans son réseau A existant.	Le réseau B est dissous. Le gestionnaire de réseau A établit, comme jusqu'à présent, un bilan pour son réseau A (qui a été étendu au réseau B).		
3 Le gestionnaire de réseau A sépare une partie de son réseau A et la transmet (vend) au gestionnaire de réseau B. Le gestionnaire de réseau B a déjà un réseau adjacent au réseau A.	Le gestionnaire de réseau B intègre la nouvelle partie du réseau A achetée (par le gestionnaire de réseau A) dans son réseau B existant.		
4 Le gestionnaire de réseau A sépare une partie de son réseau A et la transmet (vend) au gestionnaire de réseau B. Le gestionnaire de réseau B n'a pas de réseau adjacent au réseau A.	Un nouveau réseau X est créé (nouveau code EIC Y).		

Figure 1: Processus entre les réseaux et les gestionnaires de réseau



3.3.1 Désignation des points de mesure

- (1) Dans les exemples 2, 3 et 4 ci-dessus, les désignations des points de mesure pour lesquelles l'affectation à un réseau (code EIC Y) change ne subissent pas de modifications, c'est-à-dire que dans ces cas-là, la désignation du point de mesure à 33 caractères ne peut pas être modifiée par le GRD nouvellement responsable. Si, selon les exemples, de nouvelles désignations de points de mesure sont générées à partir de la modification, par exemple pour de nouvelles mesures, il convient d'utiliser l'identificateur conformément au gestionnaire de réseau de distribution actuellement responsable.

3.3.2 Obligation de communication

- (1) Si l'affectation de points de mesure change (du réseau A au réseau B), le gestionnaire de réseau (GRD) nouvellement responsable est obligé d'annoncer cette situation à tous les acteurs du marché concernés. Les acteurs du marché concernés sont le fournisseur/producteur, les gestionnaires de réseau en amont et en aval, les groupes-bilan et Swissgrid.
- (2) Le GRD communique les informations suivantes:

Désignation du point de mesure	Ancien réseau	Nouveau réseau	Valable à partir du
CH1015301234500000000000000023872	12Y-0000000523-6	12Y-0000000006-U	01.12.2016

3.4 Définition de l'établissement du bilan de réseau

- (1) L'établissement du bilan de réseau consiste à opposer les injections et les soutirages dans une aire de desserte. Le bilan énergétique est équilibré si, pour chaque quart d'heure, la somme des soutirages correspond à la somme des injections. L'important est que les quantités d'énergie n'apparaissent pas comme solde, mais qu'elles soient séparées dans le bilan en fonction de la direction du flux.



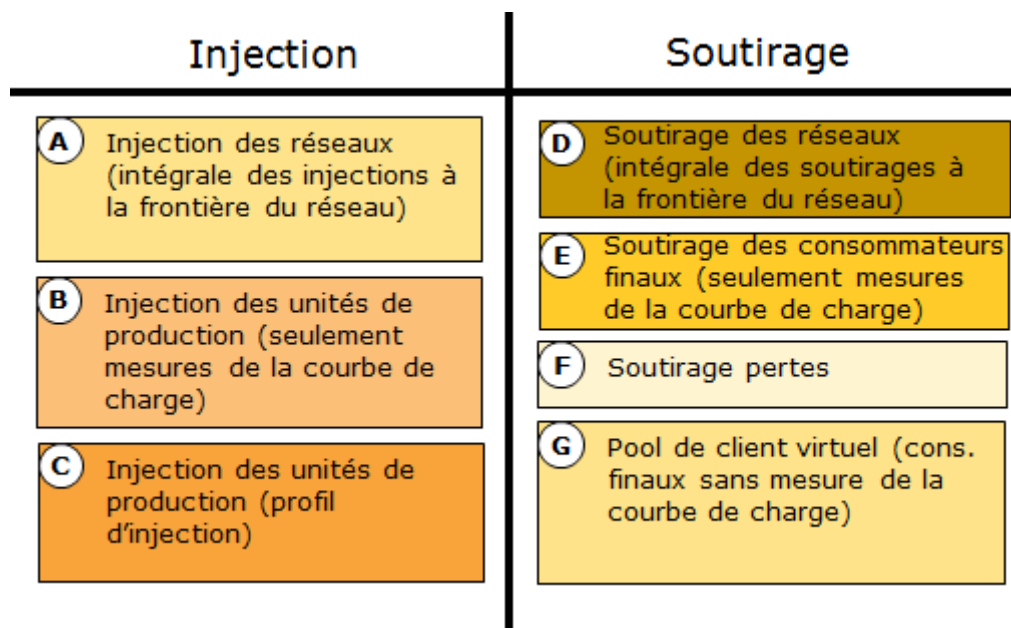


Figure 2: Bilan du réseau d'une aire de desserte.

- (2) Les blocs A et D, soit les frontières du réseau, doivent être harmonisés avec les gestionnaires des réseaux voisins. Les blocs B, C, E, F et G sont attribués aux fournisseurs et à leurs groupes-bilan en fonction des contrats de fourniture d'énergie.



3.5 Réseau typique

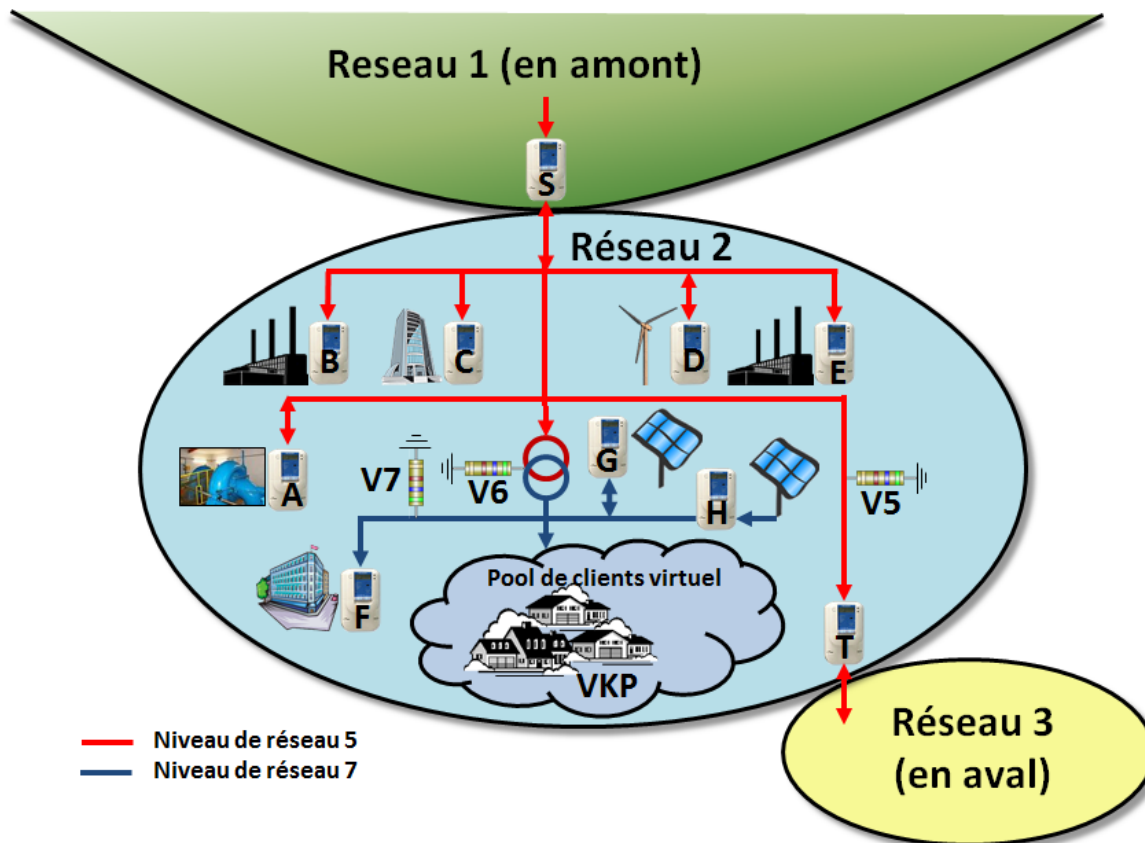


Figure 3: Réseau typique avec les divers niveaux de réseau, la production et les consommateurs.

Objet	Injection dans le réseau	Soutirage du réseau	Niveau de réseau	Mesure
A Centrale	A.1 Production	A.2 consommation propre	NR 5	mesuré
B Grand consommateur 1		B.2 consommation	NR 5	mesuré
C Grand consommateur 2		C.2 consommation	NR 5	mesuré
D RPC Installation avec mesure de la courbe de charge	D.1 Production	D.2 consommation propre	NR 5	mesuré
E Grand consommateur 3		E.2 consommation	NR 5	mesuré
F Grand consommateur 4		F.2 consommation	NR 7	mesuré
G Petite centrale avec mesure de la courbe de charge	G.1 Production	G.2 consommation propre	NR 7	mesuré
H Petite centrale (installation productrice d'énergie) sans mesure de la courbe de charge (profil d'injection)	H.1 Production		NR 7	calculé
S Point de livraison	S.1 du réseau 1 au réseau 2	S.2 du réseau 2 au réseau 1	NR 5	mesuré
T Point de livraison	T.1 du réseau 3 au réseau 2	T.2 du réseau 2 au réseau 3	NR 5	mesuré
V5 Pertes au niveau de réseau 5		V5 consommation	NR 5	calculé
V6 Pertes au niveau de réseau 6		V6 consommation	NR 6	calculé
V7 Pertes au niveau de réseau 7		V7 consommation	NR 7	calculé
VKP pool de clients virtuel		VKP consommation	NR 7	calculé

Tableau 1: Objets d'un réseau typique



- (1) Le pool de clients virtuel (VKP) se compose de consommateurs finaux dont la courbe de charge n'est pas mesurée. La somme de l'énergie produite par l'ensemble des «petites centrales» sans mesure de la courbe de charge (H) est représentée dans un profil d'injection.

3.6 Calcul du profil d'injection

- (1) Le profil de charge de référence (RLG) [**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.
- (2) Le facteur de conversion, appelé aussi facteur d'échelle (F) pour le profil d'injection (Pi), est calculé en divisant la puissance nominale [$P_{nominale}$] des unités de production 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).

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

- (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.
- (6) Afin de simplifier le déroulement des procédures, il est renoncé volontairement à une correction du Pi après la lecture des compteurs. Les valeurs empiriques de GRD appliquant déjà cette méthode montrent que les différences restent de l'ordre du dixième de pour-cent.
- (7) Le Metering Code contient un exemple de calcul (Version 2016, chiffre 11.11.4).
- (8) En complément au MC-CH: le modèle de calcul est déterminant pour la formation d'un Pi; pour les installations de consommation propre, on applique une mesure de l'excédent, ou sinon une mesure brute.

3.7 Pertes de réseau en tant que client

- (1) Les pertes de réseau sont à déterminer pour chaque niveau de réseau sous forme de séries de mesures au ¼ h étant donné que dans le cadre du calcul de l'utilisation du réseau les coûts qui en résultent doivent être attribués aux niveaux de réseau.
- (2) Pour la courbe des pertes d'un niveau de réseau donné, il faut définir un point de mesure virtuel. La perte de réseau est à traiter comme un client final et est approvisionné par un fournisseur (en règle



générale, par le fournisseur attitré) à travers le groupe-bilan de ce dernier. Ce fournisseur reçoit tous les jours la courbe de charge des pertes, de manière analogue aux courbes de charge des clients finaux. Le «consommateur final» des pertes est le gestionnaire de réseau de distribution.

- (3) Dans la mesure du possible, les pertes sont toujours calculées en fonction de la mesure des différences. Cela est impossible lorsqu'il n'est pas exclusivement fait recours à des compteurs mesurant la courbe de charge à un niveau de réseau. Dans un tel cas, il faut procéder à une estimation. Habituellement, on définit un pour cent en fonction de la charge du réseau par niveau. La charge du réseau correspond aux injections totales au niveau de réseau respectif.

3.7.1 Exemple d'application pour les pertes dans un «réseau typique»

Hypothèse:

Facteur des pertes au niveau 5 Verl.F.NE5	1%
Facteur des pertes au niveau 6 Verl.F.NE6	0,8% (pertes de station de transformation)
Facteur des pertes au niveau 7 Verl.F.NE7	2,2%

Ces valeurs ne sont que des hypothèses. La détermination des pertes est expliquée dans le Distribution Code Suisse, au chapitre «Détermination des pertes de réseau».

Calcul:

Charge du réseau au niveau 5 (Netzlast)	$NLast.NE5 = S.1 + T.1 + A.1 + D.1$
Pertes au niveau de réseau 5 (Verlust)	$V5 = NLast.NE5 * Verl.F.NE5$
Interconnexion NR 5 vers NR 6 E.2 - V5	$Ueb.NE5-6 = NLast.NE5 - S.2 - T.2 - A.2 - D.2 - B.2 - C.2 - E.2 - V5$
Pertes au niveau de réseau 6	$V6 = Ueb.NE5-6 * Verl.F.NE6$
Interconnexion NR 6 vers NR 7	$Ueb.NE6-7 = Ueb.NE5-6 - V6$
Charge du réseau au niveau 7	$NLast.NE7 = Ueb.NE6-7 + G.1 + H1$
Pertes au niveau de réseau 7	$V7 = NLast.NE7 * Verl.F.NE7$

Remarques:

A.1 + D.1 correspond à l'injection locale totale dans le réseau au NR 5.

G.1 + H1 correspond à l'injection locale totale dans le réseau au NR 7.

Cette méthode de calcul part du principe que l'énergie dans un réseau de distribution est essentiellement transmise d'un niveau de réseau amont à un niveau aval et n'est pas valable pour les «réseaux de centrales» (réseaux avec injections essentiellement).



3.8 Clients finaux sans courbe de charge mesurée (pool de clients virtuel)

- (1) Dans le système des groupes-bilan, toute énergie injectée dans le réseau ou soutirée du réseau, y compris les pertes, doit être attribuée pour chaque quart d'heure aux groupes-bilan.
- (2) Le pool de clients virtuel est un instrument auxiliaire nécessaire du fait que les consommateurs finaux ne sont pas tous munis d'une mesure de la courbe de charge. 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 6.5.2 du Metering Code.
- (3) 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 en provenance de réseaux en amont.
 - b) Au soutirage en provenance de réseaux en amont, on additionne dans la propre aire de réseau les unités de production avec mesure de la courbe de charge ainsi que les profils d'injection (Pi) des unités de production sans mesure de la courbe de charge (selon l'annexe 11), de manière à obtenir 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 attiré). Le résultat correspond à la courbe de charge de la consommation du pool de clients virtuel.
- (4) Le gestionnaire de réseau de distribution attribue une désignation virtuelle du point de mesure au pool de clients virtuel et met à la disposition du fournisseur de base la courbe de charge correspondante de manière analogue à celle d'un consommateur final mesuré.

3.8.1 Exemple d'application d'un pool de clients virtuel dans un «réseau typique»

$$\text{Pool de clients virtuel} = \underbrace{S.1 - S.2 + T.1 - T.2}_{\text{Solde des limites du réseau, cf. point a)}} + \underbrace{A.1 + D.1 + G.1 + H.1}_{\text{Courbes des injections des unités de production, cf. point b)}} - \underbrace{V5 - V6 - V7}_{\text{Perte de réseau, cf. point c)}} - \underbrace{A.2 - B.2 - D.2 - G.2 - C.2 - E.2 - F.2}_{\text{Courbes de charge des consommateurs finaux et besoin propre, cf. point d)}}$$

Contrôle La somme de toutes les injections moins la somme de tous les prélèvements doit être égale à 0.



4. Agrégations (sommés)

- (1) Les agrégations sont du ressort du gestionnaire de réseau de distribution et se font par réseau. Les paragraphes qui suivent expliquent les calculs nécessaires.

Affectations des points de mesure au fournisseur et au groupe-bilan

Points de mesure	Fournisseur (FR)	Groupe-bilan (GB)
A.1 / A.2 Centrale	Superstrom	Superstrom
B.2 Grand consommateur 1	PowerPlus	Superstrom
C.2 Grand consommateur 2	PowerPlus	Megakraft
D.1 / D.2 RPC Installation avec mesure de la courbe de charge	FR-ER	GB-ER
E.2 Grand consommateur 3	Entreprise régionale	Megakraft
F.2 Grand consommateur 4	Entreprise régionale	Megakraft
G.1 / G.2 Petite centrale	Entreprise régionale	Megakraft
H1 Petite centrale (installation productrice d'énergie) sans mesure de la courbe de charge (profil d'injection)	Entreprise régionale	Megakraft
V5 Pertes au niveau de réseau 5	Entreprise régionale	Megakraft
V6 Pertes au niveau de réseau 6	Entreprise régionale	Megakraft
V7 Pertes au niveau de réseau 7	Entreprise régionale	Megakraft
VKP Pool de clients virtuel	Entreprise régionale	Megakraft

Tableau 2: Attribution du point de mesure au fournisseur et au groupe-bilan

4.1 Agrégations de chaque fournisseur

- (1) Les différentes courbes de charge de chaque fournisseur sont à agréger selon les attributions des points de mesure aux fournisseurs et aux groupes-bilan. Lorsqu'un fournisseur agit dans plusieurs groupes-bilan, il faut établir les agrégations séparément pour chaque groupe-bilan. On établit des courbes de charge et des courbes d'injection, c'est-à-dire des courbes de consommation et des courbes de production.
- (2) Le gestionnaire de réseau de distribution communique les agrégations obtenues au fournisseur et au responsable de groupe-bilan au plus tard le 10^e jour ouvrable après la fin du mois concerné.

4.1.1 Exemple d'application de la somme des fournisseurs «réseau typique»

FR.Superstrom/GB.Superstrom CCA = A.2
CIA = A.1

FR.PowerPlus/GB.Superstrom CCA = B.2
CIA = 0

FR.PowerPlus/GB.Megakraft CCA = C.2
CIA = 0

FR.FR-ER/GB.GB-ER CCA = D.2
CIA = D.1



FR. Entreprise régionale/GB.Megakraft $CCA = E.2 + G.2 + F.2 + V5 + V6 + V7 + VKP$
 $CIA = G.1 + H1$

4.2 Agrégation de chaque groupe-bilan

- (1) Les différentes courbes de charge de chaque groupe-bilan sont à agréger selon les attributions des points de mesure aux groupes-bilan. On établit des courbes de charge et des courbes d'injection, c'est-à-dire des courbes de consommation et des courbes de production.
- (2) Le gestionnaire de réseau de distribution communique ces agrégations au fournisseur et au responsable de groupe-bilan au plus tard le 10^e jour ouvrable après la fin du mois concerné.

4.2.1 Exemples d'application de l'agrégation de groupes-bilan «réseau typique»

GB.Superstrom $CCA = A.2 + B.2$
 $CIA = A.1$

GB.GB-ER $CCA = D.2$
 $CIA = D.1$

GB.Megakraft $CCA = G.2 + C.2 + E.2 + F.2 + V5 + V6 + V7 + VKP$
 $CIA = G.1 + H1$

4.3 Somme de la courbe de charge brute du propre réseau pour le tarif général des services-système et les suppléments LEne

- (1) L'énergie brute du réseau propre correspond à l'énergie électrique soutirée du réseau par les consommateurs finaux.
- (2) La somme de la courbe de charge du propre réseau correspond au résultat de l'étape 3 du calcul du pool de clients virtuel (cf. chapitre 3.5). Conformément à l'art. 4b LApEI, il faut en déduire la consommation propre des centrales de production et l'énergie de pompage utilisée par les installations de pompage-turbinage.
- (3) Le gestionnaire de réseau de distribution communique cette somme au gestionnaire du réseau de transport au plus tard le 10^e jour ouvrable après la fin du mois concerné. En se basant sur la CCB/R annoncée par le GRD, ce dernier facture chaque mois à chaque gestionnaire de distribution le tarif pour les services-système et les suppléments LEne (notamment pour la promotion des énergies renouvelables). Le GRD doit régler ces factures sous forme d'acomptes.
- (4) Le décompte final du tarif pour les services-système et les suppléments LEne est réalisé l'année suivante, pour chaque réseau, sur la base de l'énergie soutirée par les consommateurs finaux pendant l'année civile écoulée¹.

¹ Voir Directive 3/2016 de l'EiCom «Méthode de décompte pour les coûts des services-système (PSS) et les suppléments LEne»



4.3.1 Exemples d'application de la somme de la courbe de charge brute du propre réseau «réseau typique»

Somme de la courbe de charge brute du propre réseau (CCB/R):

$$\text{CCB/R} = \underbrace{S.1 - S.2 + T.1 - T.2 + A.1 + D.1 + G.1 + H1}_{\text{Solde des limites du réseau}} - \underbrace{V5 - V6 - V7}_{\text{Perte du réseau}} + \underbrace{D.2 + G.2}_{\text{Consommation propre}} + \underbrace{A.2}_{\text{Courbes des injections des unités de production}}$$

Variante de calcul sur la base du pool de clients virtuel avec résultat identique:

Somme de la courbe de charge brute du propre réseau (CCB/R):

$$\text{CCB/R} = \underbrace{B.2 + C.2 + E.2 + F.2}_{\text{Courbes de charge des clients finaux sans les besoins propres}} + \underbrace{VKP}_{\text{Pool de clients virtuel}}$$

4.4 Somme énergie brute (totale) pour le report des coûts du réseau

- (1) L'énergie brute totale correspond à l'énergie électrique soutirée du réseau par les consommateurs finaux directement raccordés au réseau du niveau concerné et par tous les consommateurs finaux raccordés à des réseaux en aval.
- (2) Selon l'art. 4b LApEI, l'énergie soutirée pour les besoins propres d'une centrale de production ou pour les installations de pompage-turbinage est exclue de cette somme.
- (3) L'énergie brute totale est calculée comme suit: à l'énergie brute du réseau propre, on additionne l'énergie brute des réseaux en aval. Le calcul de l'énergie brute du réseau propre est expliqué au chapitre 4.3.
- (4) Le gestionnaire de réseaux de distribution communique cette somme au gestionnaire de réseau en amont. Celui-ci facture sur cette base les éléments énergétiques de l'utilisation du réseau. Lorsqu'il y a plusieurs gestionnaires de réseau situés immédiatement en amont ou s'il y a des interconnexions sur le même niveau de réseau, les parties concernées doivent convenir entre elles des clés de répartition.
- (5) Les données sont fournies au plus tard jusqu'au 10^e jour ouvrable du mois suivant. Le gestionnaire de réseau en amont a ensuite 5 jours ouvrables pour les transmettre à son gestionnaire en amont, etc.



4.4.1 Exemple d'application de la somme de la courbe de charge brute «réseau typique»

- (1) En supposant que le réseau 3 soit un réseau aval, le gestionnaire du réseau 2 ajoute la courbe de charge annoncée du réseau 3 à la somme de la courbe de charge brute de son réseau et envoie le résultat au gestionnaire du réseau 1.

Somme totale de la courbe de charge brute $CCB/T = CCB/R.\text{réseau 2} + CCB/R.\text{réseau 3}$

4.4.2 Traitement des valeurs négatives

- (1) De manière générale, aucune valeur négative n'est envoyée.
- (2) Le sens du flux d'énergie est représenté sur des séries de valeurs séparées, c.-à-d. qu'il y a exactement une série de valeurs par sens de l'énergie.
- (3) Les séries de valeurs sont définies par le code OBIS ou, aux limites du réseau, par la «in/out area».
- (4) Le code OBIS est utilisé conformément au Metering Code-CH selon le modèle de soutirage des jeux de barre.
- (5) Si, contre toute attente, on était confronté à des valeurs négatives, il faut en informer sans tarder l'émetteur.
- (6) Il est interdit de traiter les valeurs négatives, et il faut y répondre immédiatement, ou au plus tard 1 JO après réception du message, par une réponse négative (Model Error Report). Cette erreur clôt le processus. L'émetteur corrige les données les envoie dans les délais.



5. Échange de données de mesure

5.1 Aperçu

- (1) La figure ci-dessous illustre la fourniture des données de mesure des gestionnaires de réseau aux autres acteurs, notamment en vue de la facturation des clients finaux et des groupes-bilan.

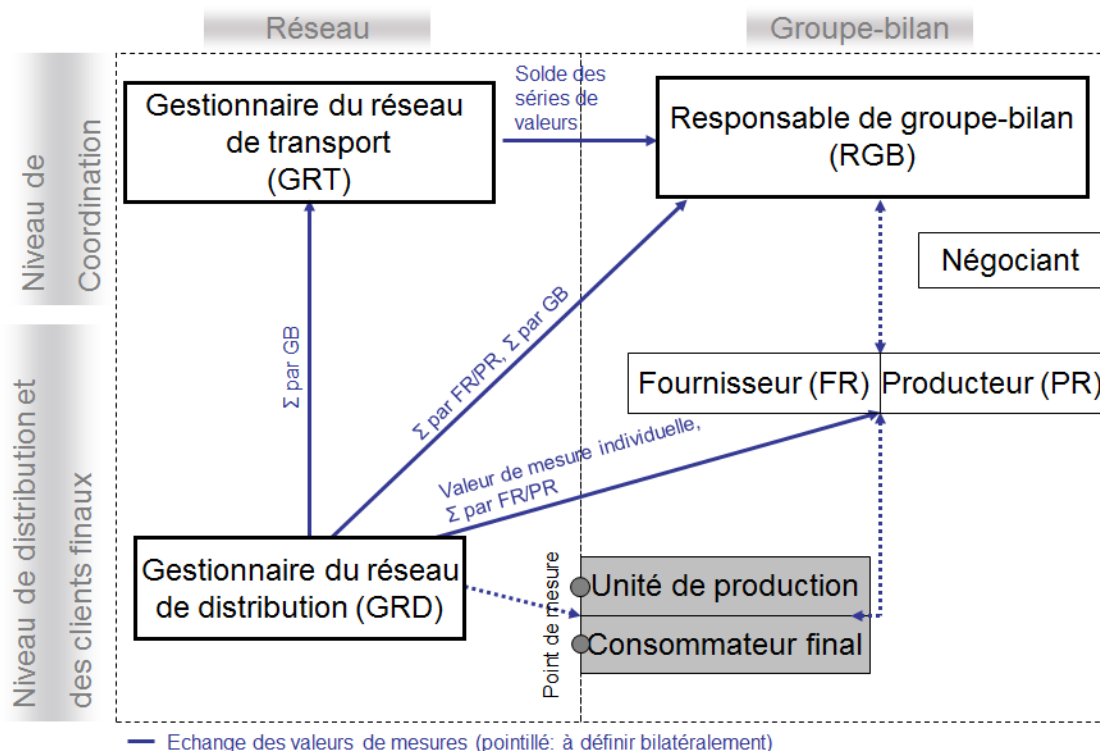


Figure 4: Aperçu de l'échange de données de mesure entre les acteurs

- (2) La figure 5 illustre la fourniture des données de mesure des gestionnaires de réseau à d'autres gestionnaires de réseau, notamment en vue de l'imputation / du report des coûts (les données des points de livraison entre les réseaux étant également nécessaires pour la facturation des groupes-bilan).

5.2 Délais

5.2.1 Délais quotidiens

- (1) Dans le Manuel SDAT, le délai indiqué pour les processus d'échange de données quotidiens est 10h00. Cela signifie que la fourniture des données doit p. ex. avoir lieu à 10h00 au plus tard. Bien entendu, les données peuvent aussi être fournies plus tôt, par exemple à 8h00.

5.2.2 Délais mensuels

- (1) Pour les délais mensuels de 5 jours ouvrables (JO) et 10 JO, aucune heure supplémentaire n'est indiquée. Cela signifie que les données ne doivent pas être fournies p. ex. à 10h00, mais à n'importe quel moment du 5^e JO ou du 10^e JO. Bien entendu, les données peuvent aussi être fournies plus tôt.



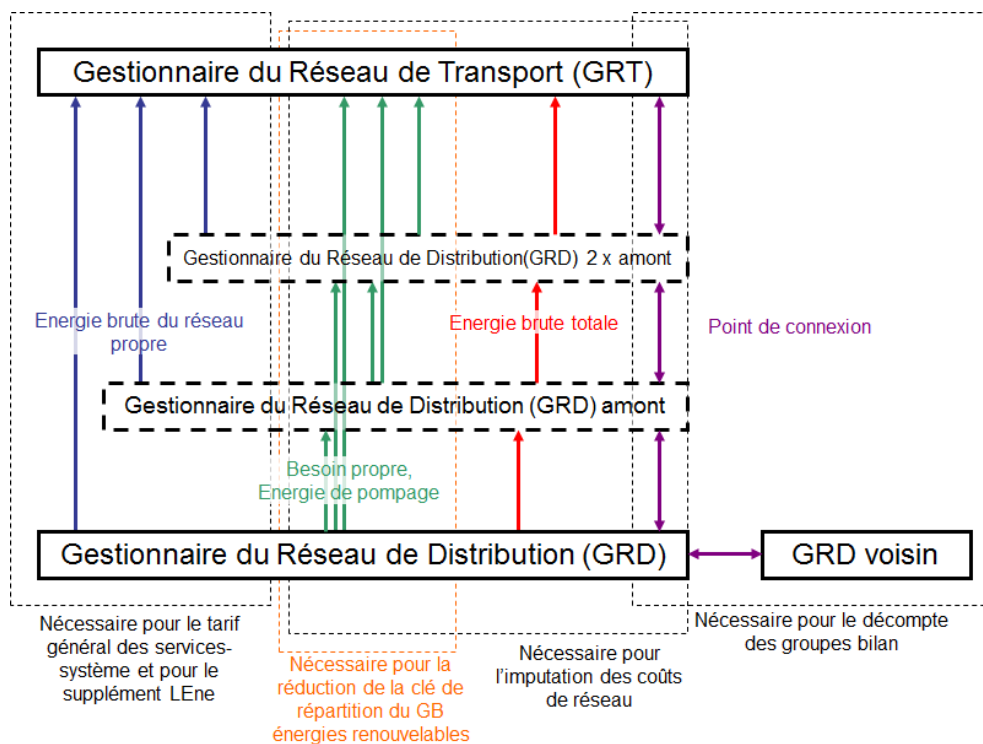


Figure 5: Aperçu de l'échange de données entre les gestionnaires de réseau

- (2) La figure ci-dessous illustre la fourniture des données de mesure des gestionnaires de réseau à l'instance d'émission des GO (Swissgrid) pour l'enregistrement des garanties d'origine.

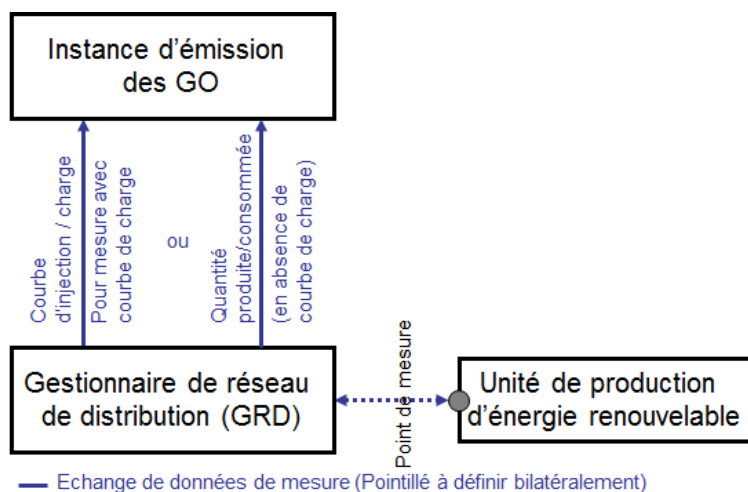


Figure 6: Aperçu de l'échange de données de mesure pour les garanties d'origine

5.3 Facturation de l'énergie aux clients et pronostic

- (1) Le gestionnaire de réseau de distribution doit communiquer aux fournisseurs les valeurs mesurées individuelles (les courbes de charge des clients):



- quotidiennement pour le pronostic,
 - mensuellement pour la facturation de la consommation d'énergie aux clients.
- (2) Les données de mesure sont à envoyer sans vérification le jour ouvrable suivant. Les données de mesure erronées du mois x sont à corriger et à communiquer jusqu'au 5^e jour ouvrable du mois x+1.
 - (3) Le consommateur final ou son mandataire a le droit de recevoir les données de mesure.
 - (4) Les détails figurent dans le document d'application SDAT-CH.

5.4 Échange des données de mesure entre les gestionnaires de réseau pour l'imputation des coûts

- (1) Le processus décrit l'échange des données de mesure entre les gestionnaires de réseau dans le but d'imputer les coûts du réseau (report des coûts, énergie réactive, ...) d'un gestionnaire à l'autre pour pouvoir procéder au décompte.
- (2) Les informations suivantes sont transmises au cours de ce processus:
 - Somme totale de la courbe de charge brute (énergie fournie aux consommateurs finaux dans les propres réseaux et ceux en aval) pour facturer les composants énergétiques de l'utilisation du réseau. Cette information est transmise par étapes vers le haut jusqu'au GRT.
 - Courbes de charge aux points de livraison pour calculer les maxima de puissance simultanés (puissance moyenne au quart d'heure) et facturation de l'énergie réactive.
 - Courbes de charge du soutirage d'électricité pour les propres besoins d'une centrale ainsi que pour activer les pompes des centrales à pompage-turbinage (voir art. 4, al. 1b LApEI). Pour autant que les contrats d'utilisation du réseau le stipulent, ces courbes sont déduites aux points de livraison avant de définir les maxima de puissance simultanés. C'est pourquoi elles doivent être mises à la disposition de tous les gestionnaires de réseau en amont.
- (3) Le gestionnaire de réseau le plus en aval communique au gestionnaire immédiatement en amont la somme de la courbe de charge brute pour le mois x jusqu'au 10^e jour ouvrable du mois x+1. Le prochain a 5 jours ouvrables pour la communiquer plus haut. Les séries pour les propres besoins et les pompes, ainsi que les points de livraison doivent être transmis jusqu'au 5^e jour ouvrable du mois suivant.
- (4) Les détails figurent dans le document d'application SDAT-CH.

5.5 Échange des données de mesure pour les tarifs généraux des services-système et les suppléments LENE

- (1) Le processus décrit l'échange des données entre les GRD et les GRT afin que le GRT puisse facturer le tarif général des services-système et les suppléments LENE (notamment pour la promotion des énergies renouvelables) au GRD. Au cours de ce processus, la somme de la courbe de charge brute est communiquée. Il s'agit de l'énergie fournie aux consommateurs finaux dans le propre réseau (sans les réseaux aval).



- (2) Chaque gestionnaire de réseau de distribution communique au gestionnaire du réseau de transport la somme de la courbe de charge de son propre réseau pour le mois x jusqu'au 10^e jour ouvrable du mois x+1.
- (3) Après l'expiration de l'année civile écoulée, le GRD annonce au GRT l'énergie électrique soutirée par les consommateurs finaux pendant l'année civile écoulée, jusqu'à fin mars, pour chaque réseau. Puis, dans le courant du mois suivant, le GRT établit le décompte final des coûts des services-système ainsi que des suppléments LENE pour l'année civile écoulée. Le décompte annuel final sera suivi soit d'une facture, soit d'un avoir, en fonction de la différence.
- (4) Les détails figurent dans le document d'application SDAT-CH.

5.6 Échange des données de mesure pour le décompte des groupes-bilan

- (1) Pour déterminer et facturer l'énergie d'ajustement (la différence entre le programme et les valeurs mesurées), tous les gestionnaires de réseau de distribution doivent communiquer au gestionnaire du réseau de transport les agrégations de chaque groupe-bilan (fonctionnant dans leurs aires de réseau).

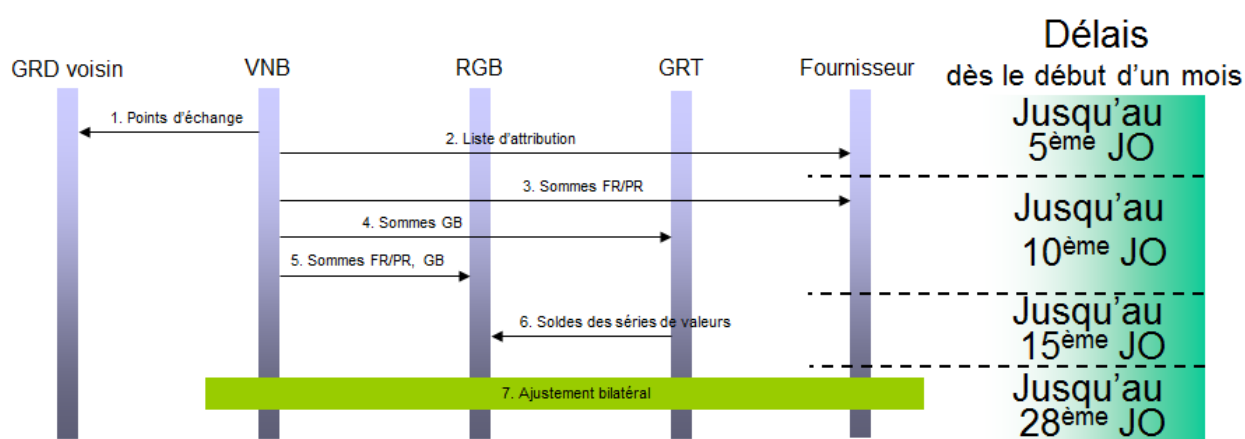


Figure 7: Étapes du processus d'échange des données de mesure pour le décompte du groupe-bilan

- (2) Le processus comprend les étapes suivantes:
 1. Échange des courbes de charge des points de livraison reliant les réseaux pour le calcul du pool de clients virtuel.
 2. Le gestionnaire de réseau de distribution communique au fournisseur une liste des attributions. Elle permet au fournisseur de contrôler l'état de ses données.
 3. Le gestionnaire de réseau de distribution communique au fournisseur son agrégation. Le fournisseur peut contrôler cette agrégation grâce à la liste des attributions et aux valeurs mesurées qu'il reçoit continuellement.
 4. Le gestionnaire de réseau de distribution communique au gestionnaire du réseau de transport les agrégations des groupes-bilan.
 5. Le gestionnaire de réseau de distribution communique au responsable du groupe-bilan les sommes des fournisseurs et celle du groupe-bilan. Le responsable du groupe-bilan peut compa-



- rer ces deux sommes. Éventuellement, les agrégations des fournisseurs servent au responsable du groupe-bilan aussi dans le contexte de la facturation au sein du groupe-bilan.
6. Le gestionnaire du réseau de transport communique au responsable du groupe-bilan le solde de séries de valeurs, c'est-à-dire la différence entre le programme et les valeurs mesurées. L'énergie d'ajustement est facturée sur la base de ce solde de séries de valeurs.
 7. Si on constate des erreurs, il faut les corriger pour le mois x jusqu'au 28^e jour ouvrable du mois x+1 et distribuer sans délai les données corrigées.
- (3) Les détails figurent dans le document d'application SDAT-CH.

5.7 Échange des données de mesure GB-ER réduction de la clé de répartition

- (1) Le processus décrit l'échange des données entre les gestionnaires de réseaux de distribution et le gestionnaire du réseau de transport en ce qui concerne les quantités d'énergie pouvant être déduites afin de définir la clé de répartition du groupe-bilan Energies renouvelables. Cette clé permet de répartir les quantités d'énergie du groupe-bilan Energies renouvelables entre tous les autres groupes-bilan en se basant sur la vente d'énergie.
- (2) Peuvent être déduites les courbes de charge du soutirage d'électricité pour les propres besoins d'une centrale ainsi que pour activer les pompes d'une centrale de pompage-turbinage (voir art. 4, al. 1b LApEI).
- (3) Les détails figurent dans le document d'application SDAT-CH.

5.8 Échange de données pour OSTRAL

- (1) L'ordonnance OEBE (531.35, Ordonnance sur l'organisation d'exécution de l'approvisionnement économique du pays dans la branche électricité) est en vigueur. Elle charge l'AES de prendre les mesures nécessaires à la production, le transport, la distribution et l'utilisation de l'électricité puisse être soumis en cas de crise puissent être prises en cas de crise. Dans ce but, l'AES a mis sur pied l'organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise OSTRAL.
- (2) Le processus décrit l'échange de données entre le GRD et le GRT qui officie en tant que collecteur des données pour OSTRAL. OSTRAL utilise les données pour prendre les mesures idoines en se basant sur des données aussi actuelles que possible.
- (3) Les détails figurent dans le document d'application SDAT-CH.

5.9 Échange des données de mesure pour la saisie automatique des garanties d'origine

- (1) Les garanties d'origine (GO) constituent la base pour les trois prestations suivantes:
 - Garanties d'origine CH
 - Financement des frais supplémentaires
 - Rétribution à prix coûtant du courant injecté
- (2) Le processus décrit la transmission des données du gestionnaire de réseaux de distribution à l'instance d'émission des GO dans le but de saisir les garanties d'origine. Pour les installations dont la courbe de charge est calculée, il est possible de communiquer la série de valeurs ou le volume de production.



- (3) En cas de productions mixtes, comme pour les centrales de pompage-turbinage, il ne faut communiquer que les pourcentages pouvant faire l'objet d'une garantie d'origine conformément aux indications légales.
- (4) L'instance d'émission des GO est l'instance de certification accréditée pour la saisie, le contrôle du transfert, l'émission et la suppression de garanties d'origine selon l'ordonnance du DETEC sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité.

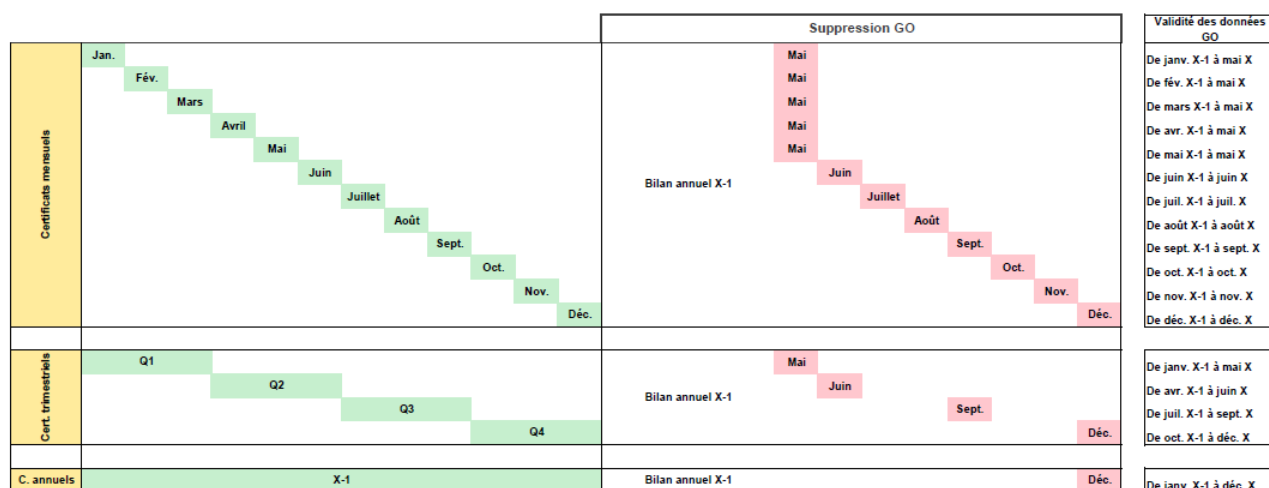


Figure 8: Délais d'établissement– vue d'ensemble (X = année en cours)

- (5) Les données de production doivent être communiquées à l'instance d'émission:
 1. par un système automatisé pour les installations qui disposent d'un relevé à distance. Pour les unités de production avec mesure de la courbe de charge, la courbe de charge doit être transmise; pour les installations ≤ 30 kVA, il est aussi possible d'envoyer des agrégations mensuelles ou trimestrielles;
 2. par l'exploitant de la place de mesure (GRD), qui effectue une saisie manuelle ou un chargement via le portail de GO pour les installations sans mesure de la courbe de charge. L'exploitant doit pour cela être juridiquement indépendant du producteur;
 3. par l'auditeur, qui effectue une saisie manuelle ou un chargement via le portail de GO pour les installations sans mesure de la courbe de charge.
- (6) Si une mesure de la courbe de charge avec télérelevé est installée, il est recommandé de choisir la première possibilité.
- (7) Les détails figurent dans le document d'application SDAT-CH et dans le Manuel Processus GO/RPC/RUP/FFS.

5.10 Échange des données de mesure interne au groupe-bilan

- (1) L'échange de données au sein d'un groupe-bilan est soumis au marché libre, n'est pas régulé et n'est donc pas non plus standardisé. Pour néanmoins organiser l'échange des données nécessaire simplement et efficacement, les principaux processus d'échange d'informations entre les acteurs du



marché au sein du groupe-bilan (fournisseur, producteur, négociant, acheteur, groupe-bilan) ont été définis dans le document de la branche «Échange de données interne au groupe-bilan».

(2) Les processus suivants sont définis:

- Commande d'énergie
- Mise à disposition des données pour le décompte d'énergie et la prévision
- Information à propos des ventes programmées
- Contrôle des totaux des fournisseurs
- Échange de listes de zones de réseau
- Échange d'autres données de mesure



6. Processus de changement

6.1 Principes

(1) Ces principes sont indiqués dans le SDAT-CH:

- Pour l'identification, les processus de changement recourent aux désignations de point de mesure. Celui qui déclenche un processus de changement doit connaître la désignation du point de mesure concerné.
- Les attributions des clients et des fournisseurs se réfèrent toujours à des points de mesure. Ainsi, le fournisseur et le client (producteur ou consommateur) peuvent changer pour un point de mesure donné.
- Les changements sont possibles à n'importe quel moment dans l'avenir, en tenant compte des délais respectifs.
- Le délai s'élève à au moins 10 jours ouvrables. Ceci implique que les annonces ne peuvent concerner que l'avenir.
- Le gestionnaire de réseau de distribution attribue les points de mesure conformément aux annonces (des fournisseurs). Il n'est pas responsable du respect des contrats conclus entre les fournisseurs et les clients dans les attributions annoncées.
- Les conséquences financières causées par les différences entre les contrats de fourniture et les attributions notifiées à la suite d'erreurs ou de délais écoulés sont à régler entre les parties concernées (fournisseurs/clients).
- En cas d'erreur des fournisseurs ou de délais écoulés chez ceux-ci, il est interdit d'adapter les attributions après coup.

6.2 Processus

(1) Les processus suivants sont définis dans le SDAT-CH:

1. Changement de l'attribution des fournisseurs aux points de mesure:
 - Changement de fournisseur.
 - Fin de fourniture (le fournisseur met fin à sa fourniture).
 - Approvisionnement de base (lorsqu'à une date de référence, un point de mesure n'est attribué à aucun fournisseur, le gestionnaire de réseau de distribution l'attribue au fournisseur attribué).
2. Changement de l'attribution des clients aux points de mesure:
 - Emménagement /changement de consommateur final.
 - Déménagement.
3. Autres processus
 - Modification des données de référence (nom).
 - Listes d'attribution (cf. chapitre 5.6 «Échange des données de mesure pour le décompte des groupes-bilan»).
 - Demande de renseignements sur des données commerciales (demandes de toutes sortes, justifiées par des procurations, par exemple au sujet des désignations de point de mesure ou des données historiques basées sur une procuration).



4. Changement de l'attribution du point de mesure à un ou plusieurs PSS
 - Annonce
 - Annulation

5. Autres processus
 - Modification des données de référence (nom).
 - Listes d'attribution (cf. chapitre 5.5 «Échange des données de mesure pour le décompte des groupes-bilan»).
 - Demande de renseignements sur des données commerciales (demandes de toutes sortes, justifiées par des procurations, par exemple au sujet des désignations de point de mesure, des demandes de date de changement ou des données historiques basées sur une procuration).

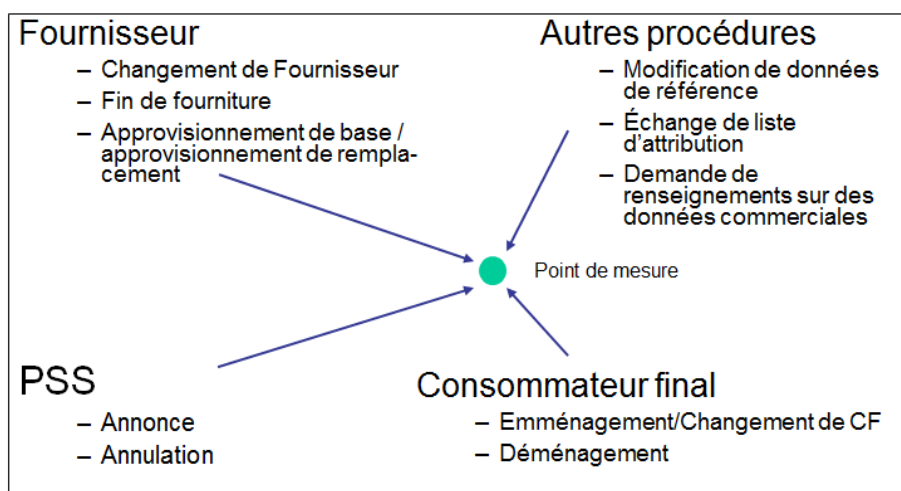


Figure 9: Processus définis pour l'échange des données (selon le SDAT-CH)

- (2) Les processus des points 1 et 2 ci-dessus relatifs aux clients à profil de charge mesuré suivent toujours ce schéma:

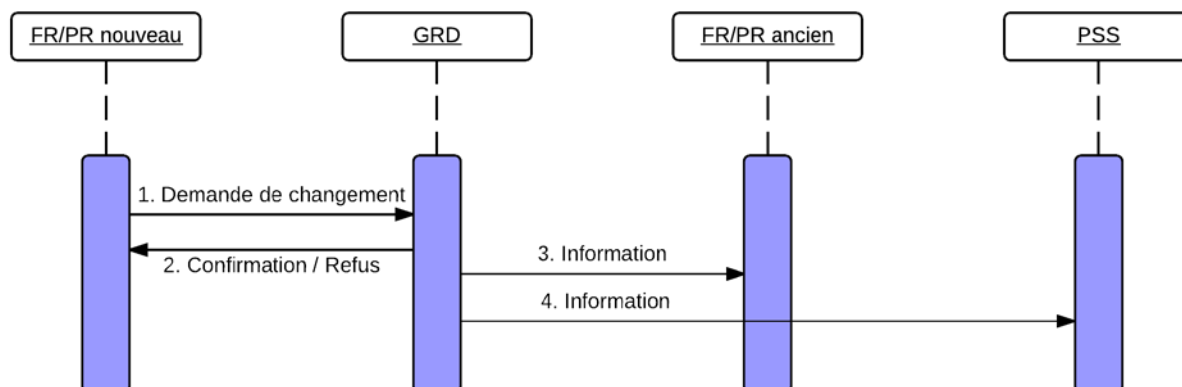


Figure 10: Processus type pour le changement de fournisseur



- (3) Sur la base des unités modulaires décrites ci-dessus, on peut envisager divers scénarios dont certains, qui sont applicables aux clients à profil de charge mesuré, sont illustrés au chapitre suivant.
- (4) **Remarque:** Lorsque l'ancien fournisseur constate, à l'occasion de la réception d'une information, que par erreur il a été mis fin à son attribution à un point de mesure, il a la possibilité de contacter le client pour clarifier la situation. Le nouveau fournisseur peut alors annuler (sur l'ordre du client) le changement par une interruption de processus, si les délais ne sont pas dépassés. Si les délais sont dépassés, il faut rectifier l'erreur par un changement de fournisseur après coup. Les conséquences financières sont à régler entre le fautif et le lésé.

6.3 Processus de changement les plus fréquents, par rôle

6.3.1 Scénarios du point de vue du fournisseur

6.3.1.1 Première fourniture dans une aire de réseau (ne constituant pas un emménagement)

- (1) Procédure:
 1. Prise de contact avec le gestionnaire de réseau.
 2. Signature d'un «contrat cadre de l'utilisation du réseau par les fournisseurs».
 3. Signature d'un contrat de fourniture avec le client (et vérification, en collaboration avec le client, que le contrat avec l'ancien fournisseur est résilié).
 4. Obtention de la désignation du point de mesure auprès du client (factures anciennes, contrat ancien, ...) ou auprès du gestionnaire de réseau par le processus «Demande de désignation du point de mesure».
 5. Processus «Changement de fournisseur».

6.3.1.2 Changement de fournisseur (le fournisseur a déjà un contrat cadre avec le gestionnaire de réseau)

- (1) Procédure:
 1. Signature d'un contrat de fourniture avec le client (et vérification, en collaboration avec le client, que le contrat avec l'ancien fournisseur est résilié). La date de changement peut être déterminée au moyen du processus «Demande de date de changement».
 2. Obtention de la désignation du point de mesure auprès du client (factures anciennes, contrat ancien, ...) ou auprès du gestionnaire de réseau par le processus «Demande de désignation du point de mesure».
 3. Processus «Changement de fournisseur».

6.3.1.3 Construction nouvelle/remise en service (le fournisseur a déjà un contrat cadre avec le gestionnaire de réseau)

- (1) Procédure:
 1. Signature d'un contrat de fourniture avec le client (et vérification, en collaboration avec le client, que l'accès au réseau a été demandé au GRD au moins deux mois avant la mise en service).



2. Obtention de la désignation du point de mesure auprès du client (factures anciennes, contrat ancien, ...) ou auprès du gestionnaire de réseau par le processus «Demande de désignation du point de mesure».
 3. Processus «Emménagement/changement de consommateur final».
- (2) **Remarque sur la remise en service:** Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution n'a reçu aucune notification d'attribution à un fournisseur dans un délai de 10 jours ouvrables avant la mise en service, il déclenche le processus «Approvisionnement de base».

6.3.1.4 Fin d'un contrat de fourniture temporaire/résiliation d'un contrat de fourniture

- (1) Procédure:
1. Harmonisation avec le client au sujet de la fin du contrat (résiliation /contrat temporaire).
 2. Processus «Fin de fourniture».
- (2) **Remarque:** Lorsque le gestionnaire de réseau de distribution n'a reçu aucune notification d'attribution à un fournisseur dans un délai de 10 jours ouvrables avant la mise en service, il déclenche le processus «Approvisionnement de base».

6.3.1.5 Déménagement d'un client dans la même/dans une autre aire de réseau avec maintien du même fournisseur

- (1) Procédure:
1. Adaptation du contrat de fourniture avec le client.
 2. Processus «Déménagement» de l'ancien point de mesure (désengagement du client par rapport au point de mesure).
 3. Processus «Fin de fourniture» pour l'ancien point de mesure (fin de fourniture au point de mesure, s'il n'y a pas de contrat de fourniture avec le successeur du client).
 4. Obtention de la désignation du point de mesure du nouvel endroit auprès de l'ancien locataire / propriétaire ou auprès du gestionnaire de réseau par le processus «Demande de renseignements sur des données commerciales».
 5. Processus «Changement de fournisseur» au nouveau point de mesure (déclaration du fournisseur pour le nouveau point de mesure), s'il n'est pas déjà attribué au fournisseur.
 6. Processus «Emménagement/changement de consommateur final».

6.3.1.6 Déménagement d'un client dans une autre aire de réseau sans maintien du fournisseur

- (1) Procédure:
1. Résiliation du contrat de fourniture avec le client.
 2. Processus «Déménagement» de l'ancien point de mesure (désengagement du client par rapport au point de mesure).
 3. Processus «Fin de fourniture» à l'ancien point de mesure (fin de fourniture au point de mesure, s'il n'y a pas de contrat de fourniture avec le successeur du client ou si un tel contrat est attendu).



6.3.1.7 Déménagement d'un client sans successeur

- (1) Procédure du point de vue du fournisseur:
 1. Résiliation du contrat de fourniture avec le client.
 2. Processus «Déménagement» de l'ancien point de mesure (désengagement du client par rapport au point de mesure).
 3. Processus «Fin de fourniture» à l'ancien point de mesure (fin de fourniture au point de mesure, s'il n'y a pas de contrat de fourniture avec le successeur du client ou si un tel contrat est attendu).

6.3.1.8 Le fournisseur change de groupe-bilan

- (1) Un fournisseur peut changer de groupe-bilan avec une partie ou la totalité des points de mesure qui lui sont attribués.
- (2) Le changement de groupe-bilan est réalisé au moyen du processus «Changement de fournisseur». Pour cela, le fournisseur envoie au GRD, pour un point de mesure donné, une demande de changement dans laquelle le nouveau groupe-bilan est communiqué. Le GRD envoie au fournisseur une confirmation que le changement de fournisseur a été effectué.
- (3) En général, pour un changement de groupe-bilan, les mêmes délais s'appliquent que pour un changement de fournisseur.

6.3.2 Scénarios du point de vue du prestataire de services-système

6.3.2.1 Annonce d'un PSS

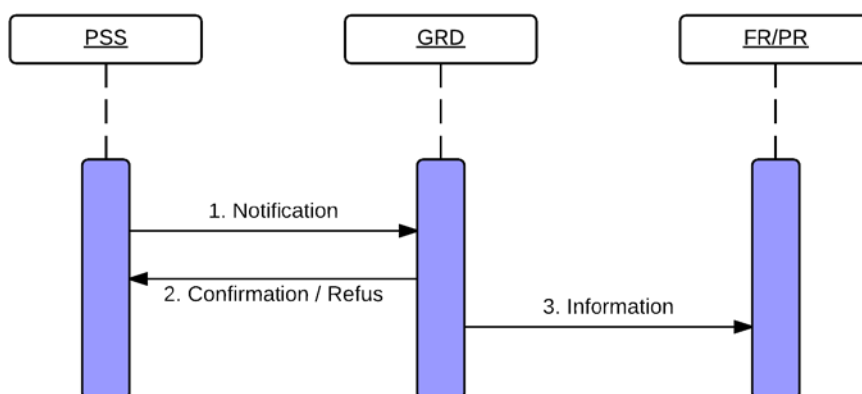


Figure 11: Diagramme de séquence «Annonce de PSS»

- (1) Procédure:
 1. Conclusion d'un contrat de pool de réglage avec le client pour la régulation de l'énergie derrière le point de mesure du client.
 2. Annonce au GRD compétent (processus automatisé selon SDAT)



3. Le GRD est informé de l'attribution du PSS et peut transmettre cette information au fournisseur correspondant.
4. Réception d'une confirmation du GRD.

6.3.2.2 Annulation d'un PSS

- (1) Procédure:
 1. Le PSS envoie au GRD une annulation concernant un point de mesure.
 2. Le GRD envoie au PSS une confirmation de fin d'attribution.
 3. Le GRD informe le fournisseur compétent de l'annulation.

6.3.3 Approvisionnement de base/approvisionnement de remplacement

- (1) L'approvisionnement de base comme l'approvisionnement de remplacement sont toujours déclenchés par un gestionnaire de réseau (GRD).
- (2) Dans les deux cas, le motif est que le gestionnaire de réseau n'est, à une date butoir, pas en possession d'informations sur une future attribution régulière d'un point de mesure à un fournisseur ou à un groupe-bilan.
- (3) Condition préalable au déclenchement de ces processus: le GRD doit avoir conclu une convention contractuelle avec le fournisseur de base ou le fournisseur de remplacement.
- (4) Les autres motifs de déclencher l'approvisionnement de base ou l'approvisionnement de remplacement figurent dans le tableau ci-dessous.

Cas	Motifs de déclenchement du processus par le GRD
Approvisionnement de base	un nouveau client <100 MWh/a se raccorde au réseau (pas d'accès libre au réseau) un consommateur final ayant accès au marché >100 MWh/a renonce au libre accès au marché un consommateur final libre >100 MWh/a veut passer à l'approvisionnement de base
Approvisionnement de remplacement	Le consommateur final résilie le contrat de fourniture sans conclure de nouveau contrat. Résiliation unilatérale du fournisseur sans fournisseur suivant. Nouvelle mise en service/remise en service d'un point de fourniture sans annonce par un fournisseur. Autres motifs d'attribution manquante envisageable d'un point de fourniture à un fournisseur ou à un groupe-bilan.

- (5) On peut donc déduire du tableau ci-dessus les éléments suivants:
 - Le GRD initie le processus «Approvisionnement de base» sur mandat d'un consommateur final.
 - Dans tous les autres cas, il déclenche le processus «Approvisionnement de remplacement».



7. Nouveaux processus SDAT

7.1 Aperçu

- (1) Dans la version initiale du SDAT, divers processus, qui n'étaient pas importants au début, étaient définis comme processus manuels au moyen p. ex. d'un e-mail ou d'un fax. Au vu de l'automatisation totale des processus SDAT, ces processus ont été actualisés. D'autres processus ont été ajoutés sur la base des expériences faites. Le rôle du PSS a également été intégré aux processus.
- (2) Le tableau suivant présente les nouveaux processus, avec l'acteur du marché déclencheur et le but du processus.

Processus	Déclencheur	But, informations échangées
Prestataire de services-système (PSS)	PSS	Le consommateur final conclue/résilie un contrat avec le PSS
Modification des données de référence du consommateur final par FR/PR	FR	Nom, adresse de facturation, coordonnées
Modification des données de référence du point de mesure	GRD	Mesures, période de relevé, adresse
Liste d'attribution (FR/PR et PSS)	GRD	Fin du mois
Demande de désignation du point de mesure	FR	Changement de fournisseur, emménagement, pool de réglage
Demande de date de changement	FR	Préparation, changement de fournisseur Demande supplémentaire de données
Demande d'informations sur le point de mesure	FR	
Demande de données de mesure	FR	
Demande d'agrégation des données de mesure	FR	Demande supplémentaire de données



8. Transmission de données et sécurité des données

- (1) Selon la Loi sur la protection des données, les données personnelles à des fins liées à ces personnes doivent être traitées avec un soin particulier, et être protégées contre les accès non autorisés.
- (2) Les processus SDAT contenant des données liées aux personnes existent p. ex. lors de l'échange de données de référence ou de la demande de changement. Les données de mesure, comme p. ex. les courbes de charge des smart meters, révèlent aussi quelque chose sur le comportement de personnes, et sont donc considérées comme des données liées aux personnes. Elles remplissent généralement les exigences d'un profil de personnalité, et sont assimilées aux données personnelles à caractère très sensible.
- (3) Étant donné que les données ne sont attribuées qu'à une désignation de point de mesure pendant le transfert de données, la protection des données augmentée ne vaut que tant que les données sont attribuées à une personne après réception.
- (4) L'échange de données doit par conséquent se faire via un protocole sécurisé FTPS. Les données sont ainsi protégées sur le canal de communication.
- (5) Le destinataire des données doit garantir qu'après leur réception, les données soient traitées selon les prescriptions juridiques et réglementaires, et ne puissent p. ex. pas être consultées par d'autres fournisseurs de données.
- (6) Il est conseillé de constituer un répertoire FTPS par fournisseur de données.

8.1 Format des messages

- (1) L'échange de données est basé sur le format XML. Les définitions des schémas correspondent aux standards d'UN/CEFACT et d'ebIX (normes européennes du secteur de l'énergie).
- (2) Les détails figurent dans le document d'application SDAT-CH.

8.2 Confirmation de réception

- (1) La réception de tout message ebIX valable doit être confirmée à l'expéditeur par un message dit «Acknowledgement of Acceptance». Lorsque le message est erroné, un message d'erreur est envoyé à l'expéditeur (Modell Error Report). L'expéditeur d'un message est obligé de surveiller la réception d'Acknowledgements et de Model Error Reports.
- (2) Les détails figurent dans le document d'application SDAT-CH, Annexe 1.

8.3 Format et compression

- (1) Seuls des fichiers xml sont échangés. Les fichiers possèdent l'extension «.xml».
- (2) Les fichiers devraient être compressés pour la transmission. Il faut pour cela utiliser gzip². L'extension du fichier après compression est «.xml.gz».

² <http://www.gzip.org/index-f.html>, sous licence grand public (General Public Licence)



8.4 Canal de données et sécurité des données

- (1) Les données et les paramètres d'accès doivent être échangées de manière sécurisée (avec authentification et transfert chiffré) entre l'expéditeur et le destinataire avant le début de l'échange de données. Ces informations doivent être convenues sous forme écrite et contraignante. Les modifications doivent être communiquées à l'avance, en temps voulu, aux acteurs concernés.
- (2) Si un nom est indiqué pour un serveur FTP, c'est ce nom qu'il faut utiliser, et non l'adresse IP. Si, à l'encontre de la convention bilatérale, une adresse IP est utilisée par un acteur, la responsabilité revient à ce dernier en cas de dysfonctionnement.
- (3) Si les interlocuteurs d'un acteur changent, ces informations devraient également être échangées.
- (4) Il faut utiliser FTPS³ (FTP via TLS) pour transmettre les messages.
 - Une version actuelle de TLS doit être utilisée, avec une longueur de clé correspondant à l'état actuel de la technique (de préférence égale ou supérieure à la version 1.2 de TLS). Voir Annexe 1.
 - Le client doit demander le TLS et le serveur doit refuser les demandes sans TLS. De même, le serveur doit rejeter une demande de client concernant le retour à une connexion non chiffrée.
 - Pour la communication, 500 ports ouverts sont utilisés dans un éventail de ports allant de 50500 à 50999.
- (5) Pour l'échange de données, c'est le principe de la livraison («Bring-Prinzip») qui s'applique:
 - L'expéditeur assume la responsabilité de classer ses données auprès du destinataire.
 - Auparavant, le destinataire doit communiquer à l'expéditeur à qui les messages doivent être écrits/envoyés.
- (6) En cas de suspicion de violation de la sécurité des données, les autres acteurs impliqués doivent en être informés sans délai.
- (7) Si l'expéditeur ne peut pas remettre les données à un participant au marché, p. ex. à cause de règles de firewall ou d'autres restrictions du destinataire, ou ne peut pas respecter le principe de la livraison, le destinataire doit en être informé immédiatement et doit éliminer la restriction. Le responsable en assume les conséquences.

Cas particulier	Expéditeur	Destinataire	Remarque
Aucun fichier ne peut être remis au moyen de FTP(s).	Informe le destinataire.	Élimine la défaillance immédiatement.	La charge subséquente doit être supportée par le destinataire, car le principe de la livraison ne peut pas être respecté.
Les données ont été remises en retard.	L'expéditeur informe le destinataire de la cause. Il supprime la cause dans les 3 JO.	Si le destinataire utilise une alarme automatique pour le nouvel envoi, celle-ci devrait être fixée	

³ selon RFC 4217



		à la fin des délais de livraison.	
Un processus de changement a été lancé avec le mauvais point de mesure ou la mauvaise date.	L'expéditeur est responsable du lancement du processus.	Le destinataire met en œuvre le processus.	Il n'y a pas de processus d'annulation. Tous les processus ont lieu dans l'avenir. L'expéditeur peut relancer un nouveau processus, avec les données correctes, à la prochaine date possible, dans le délai prévu.
Le GRD fournit par la suite les mauvaises données ou les données corrigées, jusqu'à 6 mois dans le passé.	Le GRD informe immédiatement le destinataire (Swissgrid/GRT, RGB, fournisseur) de la livraison ultérieure.	En règle générale, les fournisseurs et les RGB devraient valider les données du GRD et signaler à temps les écarts au GRD. Le fournisseur est responsable des prévisions d'acquisition données au GRD.	
Livraison des données faite par le GRD à un consommateur final/une unité de production ou un fournisseur.	L'expéditeur a, avec le consommateur final/l'unité de production ou le fournisseur, un contrat ou une procuration qui permet une fourniture des données.		Cela vaut aussi pour la fourniture de prestations de services. Le propriétaire des données est le consommateur final/l'unité de production.
Lieu de classement des annonces et annonces ACK (retour).	L'expéditeur classe les données dans le répertoire /in.	Le destinataire de messages classe les annonces ACK dans le répertoire /in de l'expéditeur.	Le nom du répertoire est /in (minuscules uniquement).

Tableau 3: Traitement des cas particuliers dans l'échange de données

https://fr.wikipedia.org/wiki/Transport_Layer_Security

<https://github.com/ssllabs/research/wiki/SSL-and-TLS-Deployment-Best-Practices>

<https://fr.wikipedia.org/wiki/S/MIME>

https://fr.wikipedia.org/wiki/File_Transfer_Protocol



9. Annexe 1

(1) Exigences minimales en matière de sécurité pour l'échange de données avec FTPS

- La version 1.2 de TLS est obligatoire; dès que la version 1.3 sera adoptée, c'est celle-ci qui devra être utilisée.
- Une longueur de clé de 2048 bit pour RSA et de 256 bit pour ECDSA serait judicieuse / recommandée.
- Chiffrements recommandés:

TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_128_GCM_SHA256
TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_128_CBC_SHA
TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_128_GCM_SHA256
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_128_GCM_SHA256
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_128_CBC_SHA256

TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_256_GCM_SHA384
TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_256_CBC_SHA
TLS_ECDHE_ECDSA_WITH_AES_256_CBC_SHA384
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_256_GCM_SHA384
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA
TLS_ECDHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA384
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_256_GCM_SHA384
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA
TLS_DHE_RSA_WITH_AES_256_CBC_SHA25

