



Manuel

Gestion des données de mesure

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

HB-MDM – CH 2024

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

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 Hüsser	Swisspower AG, Zurich	GT SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	GT SDAT
Alexander Pfister	AES, 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 2021)

Pascal Berchtold	Stadtwerk Winterthur, Winterthur	GT SDAT
Dario Biffi	AET, Monte Carasso	GT SDAT
Harald Bregy	Primeo Energie AG	GT SDAT
Andreas Eilingsfeld	ewz, Zurich	GT SDAT
Dany-Gilles Gauthey	Romande Energie SA	GT SDAT
Dominik Käufeler	Sysdex AG, Dübendorf	GT SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	GT SDAT
Silvio Meier	Enersuisse AG	GT SDAT
David Ohayon	BKW Energie AG, Nidau	GT SDAT
Henk la Roi	AES, Aarau	Secrétaire GT SDAT
Martin Schluep	Axpo Trading AG, Baden	GT SDAT
Hansjürg Stiffler	Swissgrid SA, Aarau	Responsable GT SDAT

Auteurs (révision 2024)

Dario Biffi	AET, Monte Carasso	GT SDAT
Dominik Käufeler	Sysdex AG	GT SDAT
Andreas Eilingsfeld	ewz, Zurich	GT SDAT
Dany-Gilles Gauthey	Romande Energie SA	GT SDAT



Dominik Käufeler	Sysdex AG, Dübendorf	GT SDAT
Daniel Matti	EWB (Energie Wasser Bern)	GT SDAT
Silvio Meier	Enersuisse AG	GT SDAT
David Ohayon	BKW Energie AG, Nidau	Responsable GT SDAT
Christian Gubler	AES, Aarau	Secrétaire GT SDAT
Martin Schluep	Axpo Trading AG, Baden	GT SDAT
Markus Schweizer	Swissgrid SA	GT SDAT
Fabio Moia	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 de la branche 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. Nouvelle dénomination: «Manuel Gestion des données de mesure»
Août/sept. 2017	Consultation auprès des groupements d'intérêts et des commissions
13 novembre 2017	Approbation par la Direction de l'AES
Février-novembre 2020	Révision pour l'édition 2021 par le GT SDAT
Janvier/février 2021	Consultation auprès des groupements d'intérêts et des commissions
8 mars 2021	Approbation par la Direction de l'AES
2023/2024	Révision par le GT SDAT en vue de l'édition 2024

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 21.10.2024.

Imprimé n° 1007f, édition 2024

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	8
1. Introduction	9
2. Mesure	9
2.1 Dispositifs de mesure pour les consommateurs finaux et les unités de production	9
2.2 Dispositifs de mesure aux points d'interconnexion entre les réseaux	9
2.3 Désignation des points de mesure	10
2.4 Validation / valeurs de substitution	10
3. Établissement du bilan de réseau	11
3.1 Définition du réseau et identificateurs	11
3.2 Relation gestionnaires de réseau → réseaux	11
3.3 Processus entre les réseaux et les gestionnaires de réseau	12
3.3.1 Désignation des points de mesure	13
3.3.2 Obligation de communication	13
3.4 Définition de l'établissement du bilan de réseau	13
3.5 Réseau typique	14
3.6 Calcul du profil d'injection	15
3.7 Pertes de réseau en tant que client	16
3.7.1 Exemple d'application pour les pertes dans un «réseau typique»	16
3.8 Consommateurs finaux sans courbe de charge mesurée (pool de clients virtuel)	17
3.8.1 Exemple d'application d'un pool de clients virtuel dans un «réseau typique»	18
4. Agrégations (sommes)	19
4.1 Agrégations de chaque fournisseur	19
4.1.1 Exemple d'application de la somme des fournisseurs «réseau typique»	19
4.2 Agrégation de chaque groupe-bilan	20
4.2.1 Exemples d'application de l'agrégation de groupes-bilan «réseau typique»	20
4.3 Somme de la courbe de charge brute du propre réseau pour le tarif général des services- système et les suppléments LEne	20
4.3.1 Exemples d'application de la somme de la courbe de charge brute agrégée du réseau propre «réseau typique»	20
4.4 Somme énergie brute (totale) pour le report des coûts du réseau	21
4.4.1 Exemple d'application de la somme de la courbe de charge brute agrégée totale «réseau typique»	21
4.4.2 Traitement des valeurs négatives	21
5. Échange de données de mesure	23
5.1 Aperçu	23
5.2 Délais	25
5.2.1 Délais quotidiens	25
5.2.2 Délais mensuels	25
5.2.3 Délais pour les corrections	26
5.3 Échange des données de mesure pour la facturation de l'énergie et les prévisions	26
5.4 Échange des données de mesure entre les gestionnaires de réseau pour l'imputation des coûts de réseau	26
5.5 Échange des données de mesure pour les tarifs généraux SDL et les suppléments LEne	27
5.6 Échange des données de mesure pour le décompte des groupes-bilan	28



5.7	Échange de données pour OSTRAL	28
5.8	Échange des données de mesure pour la saisie automatique des garanties d'origine.....	29
5.9	Échange des données de mesure interne au groupe-bilan	30
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 zone de desserte (ne constituant pas un emménagement)	33
6.3.1.2	Changement de fournisseur (processus de fourniture clarifié avec le GRD)	33
6.3.1.3	Construction nouvelle/remise en service (processus de fourniture clarifié avec le GRD).....	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 zone de desserte avec maintien du même fournisseur	34
6.3.1.6	Déménagement d'un client dans une autre zone de desserte sans maintien du fournisseur	34
6.3.1.7	Déménagement d'un client sans successeur	34
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.....	35
6.3.3	Scénarios du point de vue du GRD	36
6.4	Autres processus	36
7.	Transmission de données et sécurité des données.....	39
7.1	Format des messages.....	39
7.2	Confirmation de réception	39
7.3	Format et compression	40
7.4	Canal de données et sécurité des données.....	40

Liste des figures

Figure 1: Processus entre les réseaux et les gestionnaires de réseau	13
Figure 2: Bilan du réseau d'une zone de desserte.	14
Figure 3: Réseau typique avec les divers niveaux de réseau, la production et les consommateurs.	14
Figure 4: Aperçu de l'échange de données de mesure entre les acteurs	23
Figure 5: Aperçu de l'échange de données de mesure entre les gestionnaires de réseau	24
Figure 6: Aperçu de l'échange de données de mesure pour les garanties d'origine	24
Figure 7: Étapes du processus d'échange des données de mesure	28
Figure 8: Processus définis pour l'échange des données (selon le document SDAT-CH)	31
Figure 9: Processus type pour le changement de fournisseur	32
Figure 10: Diagramme de séquence «Annonce de PSS»	35



Liste des tableaux

Tableau 1: Objets d'un réseau typique	15
Tableau 2: Attribution du point de mesure au fournisseur et au groupe-bilan	19
Tableau 3: Traitement des cas particuliers dans l'échange de données	41

Abréviations utilisées dans le document

Abréviation	Description allemande	Description française
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 (sans les réseaux en aval)
BLS/T (CCA/T)	Bruttolastgangsumme total aller Endverbraucher (inkl. nachgelagerte Netze)	Courbe de charge brute agrégée (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

Ce tableau 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. Lien vers le glossaire de l'AES.



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).

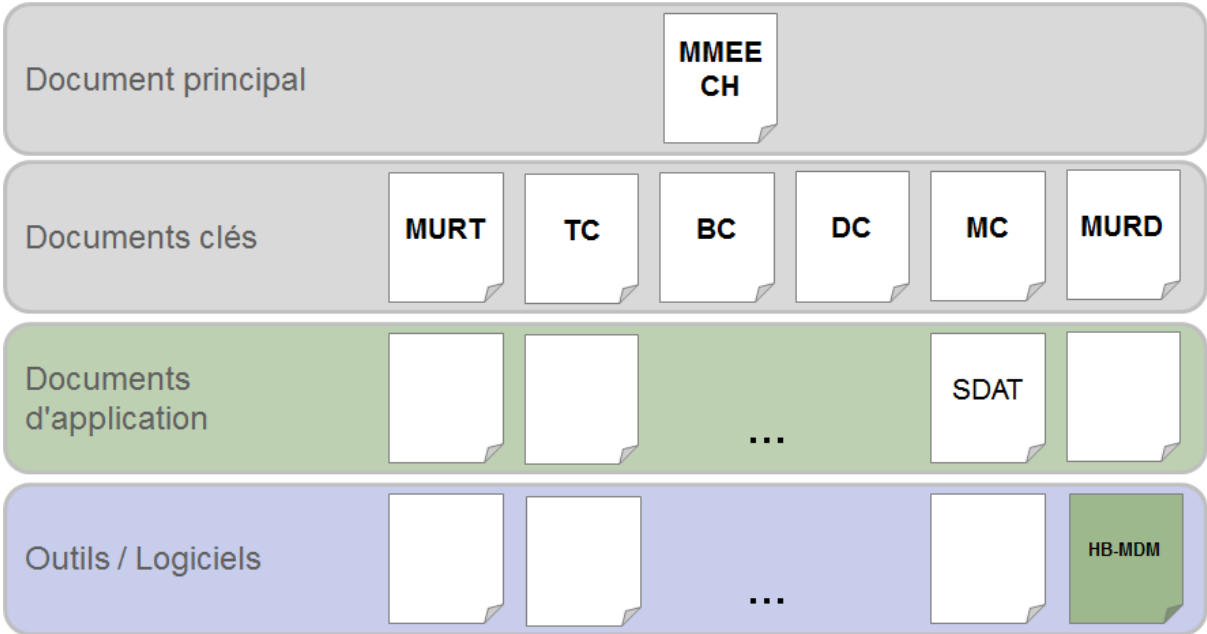
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

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

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.

Le présent document résume notamment les résultats des textes suivants:

- Balancing Concept CH de l'AES (BC-CH, Édition 2019)
- Metering Code CH de l'AES (MC-CH, Édition 2022)
- Document d'application de l'AES «Échange de données standardisé dans le marché libéralisé de l'électricité CH» (SDAT-CH, Édition 2022)

En cas d'incertitudes, il convient de consulter les documents mentionnés.

La mesure, le traitement et l'échange des données de mesure, ainsi que le traitement des processus de changement, font partie des grands défis posés aux EAE et aux prestataires de services dans un marché libéralisé. 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.

Situation d'EbIX: en octobre 2023, l'EbIX Forum a annoncé sa fermeture à fin 2023. À moyen terme, cette fermeture n'a aucune répercussion sur l'échange de données sur le marché suisse, car les processus actuels ont déjà été développés. À l'origine, EbIX avait été développé pour l'UE, puis s'est établi en Suisse comme standard pour le marché de l'électricité, standard sur lequel le document SDAT se fonde lui aussi.

2. Mesure

2.1 Dispositifs de mesure pour les consommateurs finaux et les unités de production

- (1) Dans le cadre du déploiement des appareils de mesure intelligents (AMI), 80% des dispositifs de mesure installés dans une zone de desserte doivent correspondre à un AMI ou à une courbe de charge mesurée d'ici au 31.12.2027 (art. 8a OApEI, art. 31e, al. 1 OApEI). Une courbe de charge mesurée existante peut rester en fonction jusqu'à la fin de sa durée de vie. Conformément à l'art. 8b OApEI, il faut vérifier la sécurité des données pour les AMI.
- (2) Les AMI doivent être utilisés depuis le 1.1.2018 pour les consommateurs finaux (incl. accumulateurs de courant) qui font usage de leur droit à l'accès au marché et pour les producteurs lorsque ceux-ci raccordent une nouvelle installation de production au réseau électrique (art. 31e et 31l OApEI).

2.2 Dispositifs de mesure aux points d'interconnexion entre les réseaux

- (1) Tous les gestionnaires de réseau ou leurs prestataires de services doivent être en mesure d'établir les bilans nécessaires pour le calcul des valeurs agrégées. Pour ce faire, tous les points d'interconnexion avec d'autres réseaux doivent être équipés de dispositifs de mesure de la courbe de charge et de relevé à distance. Selon le Metering Code, il faut enregistrer les courbes de charge et les courbes



d'injection, ainsi que l'énergie réactive. En cas d'interconnexion sur le même niveau de tension, les deux gestionnaires de réseau doivent se mettre d'accord sur la mesure de l'interconnexion. 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 document SDAT-CH).

2.3 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 univoque de la désignation du point de mesure. Vous trouverez de plus amples informations sur la désignation du point de mesure dans le MC.

2.4 Validation / valeurs de substitution

- (1) Le gestionnaire de réseau 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 EI (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 l'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.

Le code X identifie la personne morale et non ses rôles. Une personne morale reçoit exactement un code X (selon l'ENTSO-E). Toutefois, en Suisse, il est nécessaire, à des fins de séparation des activités, d'utiliser deux codes X différents pour les tâches régulées (gestionnaires de réseau de distribution, approvisionnement de base) et pour les tâches sur le marché (RGB, fournisseur,...).

Les détails figurent dans le document SDAT.

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 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:

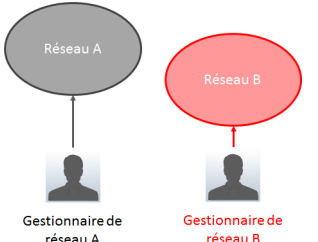
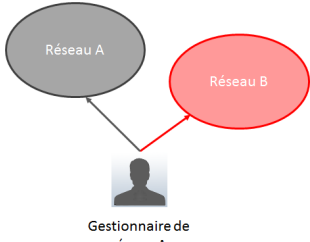
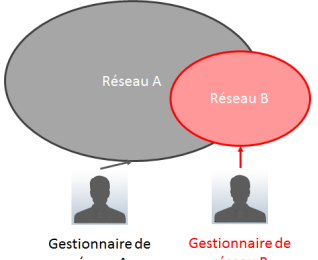
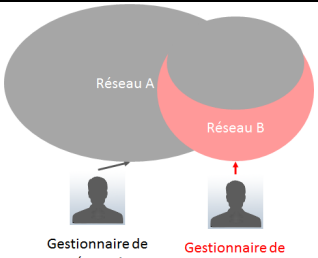
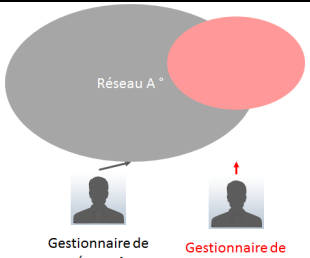
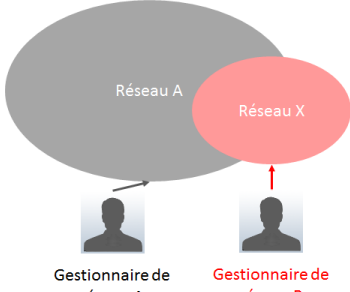
Gestionnaire de réseau (code EIC X)	Réseau (code EIC Y)	Date à partir de	Date jusqu'à
12X-0000001000-1	12Y-0000000500-O	01.01.2009	31.12.9999
	12Y-0000000700-O	01.01.2009	31.05.2015
	12Y-0000000900-O	01.01.2009	31.12.9999

- 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).		



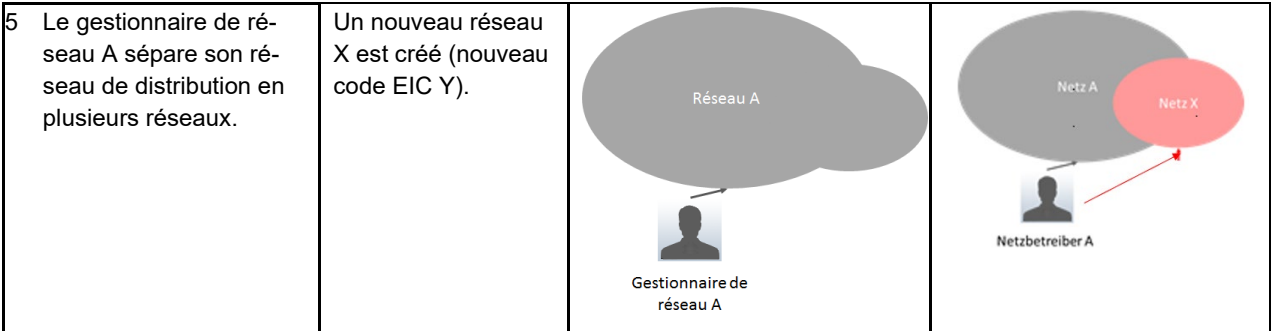


Figure 1: Processus entre les réseaux et les gestionnaires de réseau, les désignations de point de mesure dans les réseaux restent inchangées

3.3.1 Désignation des points de mesure

- (1) Dans les exemples 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 gestionnaire de réseau 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 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 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. De plus, l'AES doit être informée de l'actualisation du registre des GRD.
- (2) Le gestionnaire de réseau communique les informations suivantes au fournisseur/producteur et aux gestionnaires de réseau en amont/en aval:

Désignation du point de mesure	Ancien réseau	Nouveau réseau	Valable à partir du
CH101530123450000000000000023872	12Y-0000000523-6	12Y-0000000006-U	01.12.2016

- (3) Le gestionnaire de réseau communique les informations suivantes aux groupes-bilan et à Swissgrid:

Gestionnaire de réseau	GRD (code EIC X)	Réseau (code EIC Y)	Date à partir de	Date jusqu'à
Gestionnaire de réseau A	12X-0000001000-1	12Y-0000000523-6	01.01.2009	31.12.2016
Gestionnaire de réseau B	12X-0000001000-2	12Y-0000000523-6	01.01.2017	31.12.9999

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 zone 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.



Injection	Soutirage
A Injection des réseaux (intégrale des injections à la frontière du réseau)	C Soutirage des réseaux (intégrale des soutirages à la frontière du réseau)
B Injection des unités de production (seulement mesures de la courbe de charge)	D Soutirage des consommateurs finaux (seulement mesures de la courbe de charge)
C Injection des unités de production (profil d'injection)	E Soutirage pertes
	F Pool de clients virtuel (cons. finaux sans mesure de la courbe de charge)

Figure 2: Bilan du réseau d'une zone 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

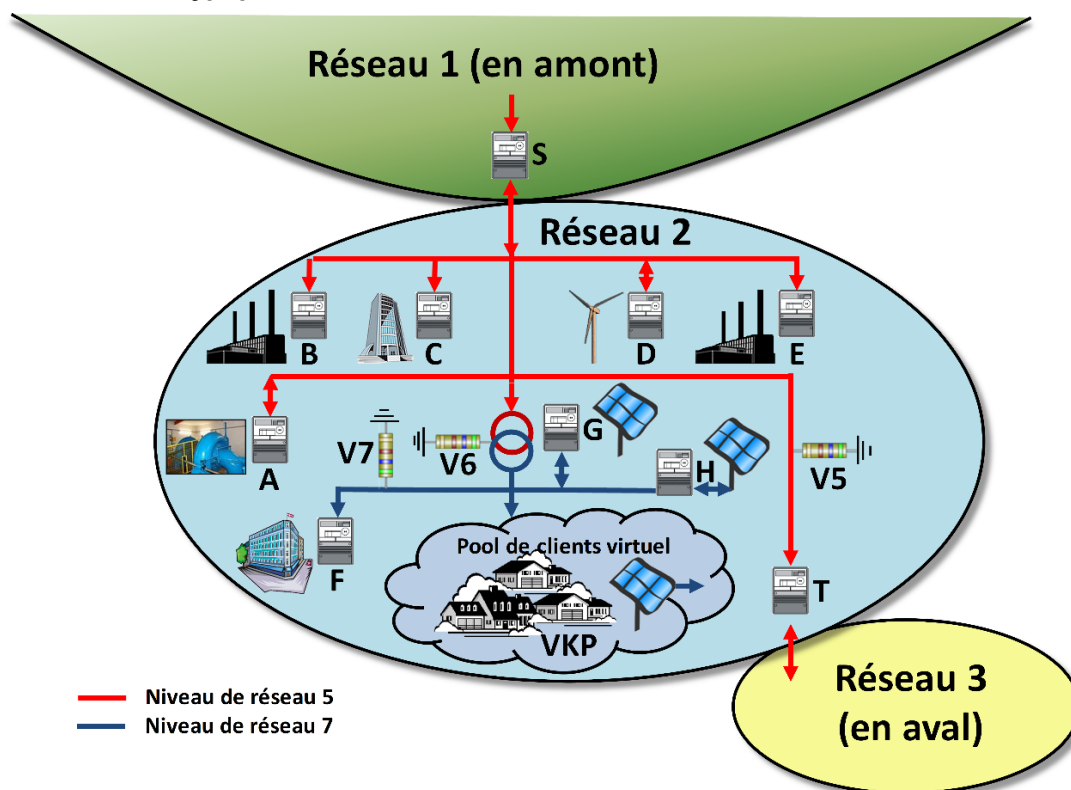


Figure 3: Réseau typique avec les divers niveaux de réseau, la production et les consommateurs.

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 Gros consommateur 1		B.2 consommation	NR 5	mesuré
C Gros consommateur 2		C.2 consommation	NR 5	mesuré
D Installation RPC avec mesure de la courbe de charge	D.1 Production	D.2 consommation propre	NR 5	mesuré
E Gros consommateur 3		E.2 consommation	NR 5	mesuré
F Gros 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 d'interconnexion entre les réseaux	S.1 du réseau 1 au réseau 2	S.2 du réseau 2 au réseau 1	NR 5	mesuré
T Point d'interconnexion entre les réseaux	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 2022, chiffre 10.11.4).
- (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 consommateur 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 consommateurs finaux. Le «consommateur final» des pertes est le GRD.
- (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	1,25% (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 (Netzlust)	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 C.2 - E.2 - V5	Ueb.NE5-6	= NLast.NE5 - S.2 - T.2 - A.2 - D.2 - B.2 -
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.NE 7* 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.

Important : il ne doit y avoir à aucun moment des valeurs négatives de pertes

3.8 Consommateurs 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 du fournisseur de base.
- (2) Le pool de clients virtuel est un instrument auxiliaire nécessaire lorsque les consommateurs finaux ne sont pas tous munis d'une mesure de la courbe de charge. Cela donne la possibilité au GRD de former une somme des courbes de charge à partir des consommateurs finaux non munis d'une mesure de la courbe de charge.
- (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 zone de desserte 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 la zone de desserte.
 - 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 GRD 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»

$$\text{Pool de clients virtuel} = \underbrace{S.1 - S.2 + T.1 - T.2}_{\substack{\text{Solde des limites} \\ \text{du réseau, cf.} \\ \text{point a)}}} + \underbrace{A.1 + D.1 + G.1 + H.1}_{\substack{\text{Courbes des injec-} \\ \text{tions des unités de} \\ \text{production, cf.} \\ \text{point b)}}} - \underbrace{V5 - V6 - V7}_{\substack{\text{Pertes de ré-} \\ \text{seau, cf.} \\ \text{point c)}}} - \underbrace{A.2 - B.2 - D.2 - G.2 - C.2 - E.2 - F.2}_{\substack{\text{Courbes de charge des consomma-} \\ \text{teurs finaux et besoins propres, cf.} \\ \text{point d)}}$$

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



4. Agrégations (sommes)

- (1) Les agrégations sont du ressort du GRD 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 Gros consommateur 1	PowerPlus	Superstrom
C.2 Gros consommateur 2	PowerPlus	Megakraft
D.1 / D.2 Installation RPC avec mesure de la courbe de charge	FR-ER	GB-ER
E.2 Gros consommateur 3	Entreprise régionale	Megakraft
F.2 Gros 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.

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.

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

$$CCA = G.2 + C.2 + E.2 + F.2 + V5 + V6 + V7 + VKP$$

$$CIA = G.1 + H1$$

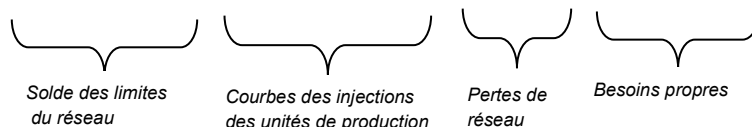
4.3 Somme de la courbe de charge brute du propre réseau pour le tarif général des services-système, les suppléments LENE et la réserve d'électricité.

- (1) L'énergie brute du réseau propre correspond à l'énergie électrique soutirée du réseau par les consommateurs finaux directement raccordés.
- (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 GRD communique cette somme au gestionnaire du réseau de transport (GRT) au plus tard le 8^e jour ouvrable après la fin du mois concerné. En se basant sur la CCA/R annoncée par le GRD, le GRT facture le tarif SDL (services-système) et la réserve d'électricité. Les suppléments LENE sont facturés chaque mois à chaque GRD par l'organe d'exécution. 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.

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

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

$$CCA/R = S.1 - S.2 + T.1 - T.2 + A.1 + D.1 + G.1 + H1 - V5 - V6 - V7 - A.2 - D.2 - G.2$$



¹ Voir Directive 4/2018 de l'EiCom «Méthode de décompte pour les coûts des services-système (PSS) et les suppléments LENE»



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

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

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

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 GRD 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 8^e jour ouvrable du mois suivant. Le gestionnaire de réseau en amont a ensuite 4 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 agrégée totale «réseau typique»

- (1) En supposant que le réseau 3 soit un réseau aval, le GRD 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.

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

4.4.2 Traitement des valeurs négatives

- (2) Aucune valeur négative n'est envoyée. Cela doit être assuré par une vérification préalable des valeurs dans le système EDM. L'envoi de valeurs négatives doit absolument être évité.
- (3) 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.
- (4) Les séries de valeurs sont définies par le code OBIS ou, aux limites du réseau, par la «in/out area».



- (5) Le code OBIS est utilisé conformément au Metering Code-CH selon le modèle de soutirage des jeux de barre.
- (6) Si, contre toute attente, on était confronté à des valeurs négatives, il faut en informer sans tarder l'émetteur.
- (7) 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 et les envoie dans les délais.



5. Échange de données de mesure

5.1 Aperçu

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

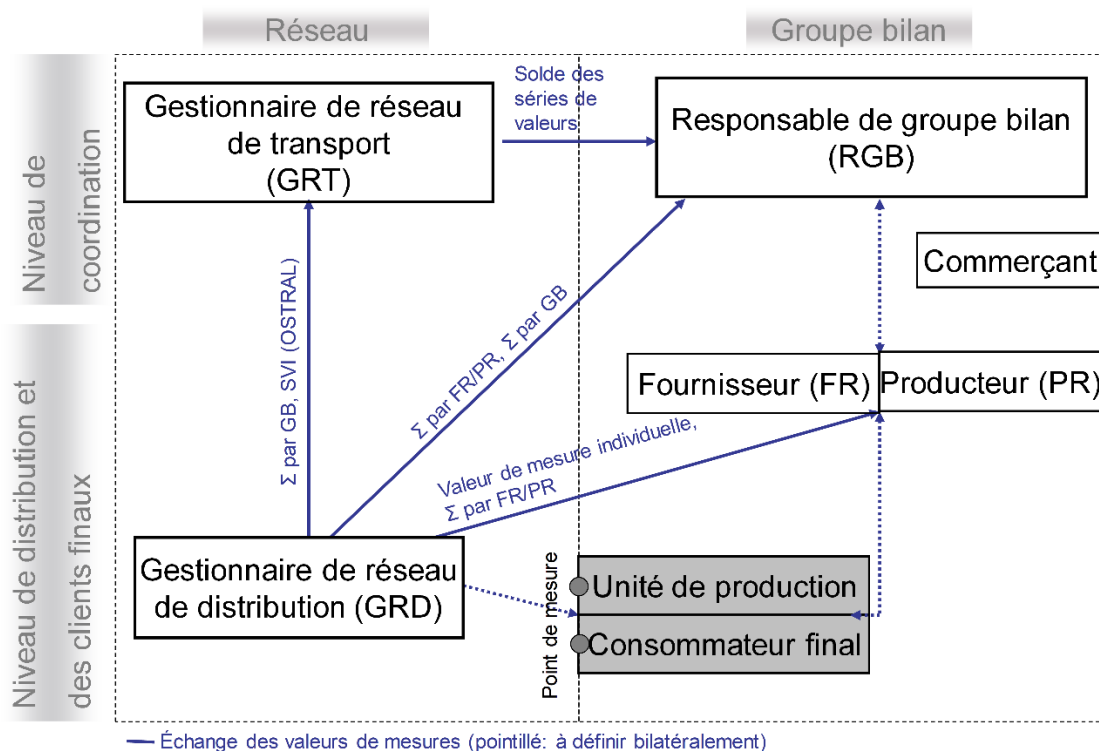


Figure 4: Aperçu de l'échange de données de mesure entre les acteurs

- (2) La figure 5 illustre la livraison 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 d'interconnexion entre les réseaux étant également nécessaires pour la facturation des groupes-bilan).

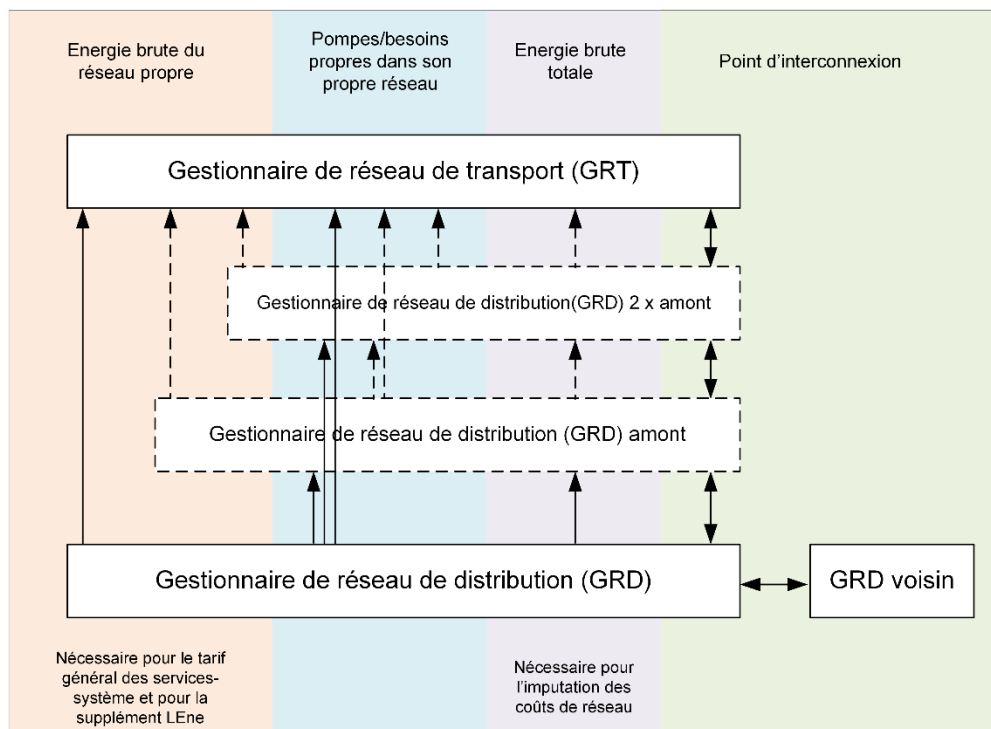


Figure 5: Aperçu de l'échange de données de mesure entre les gestionnaires de réseau

- (3) La figure ci-dessous illustre la livraison des données de mesure des GRD à l'organe d'exécution pour l'enregistrement des garanties d'origine.

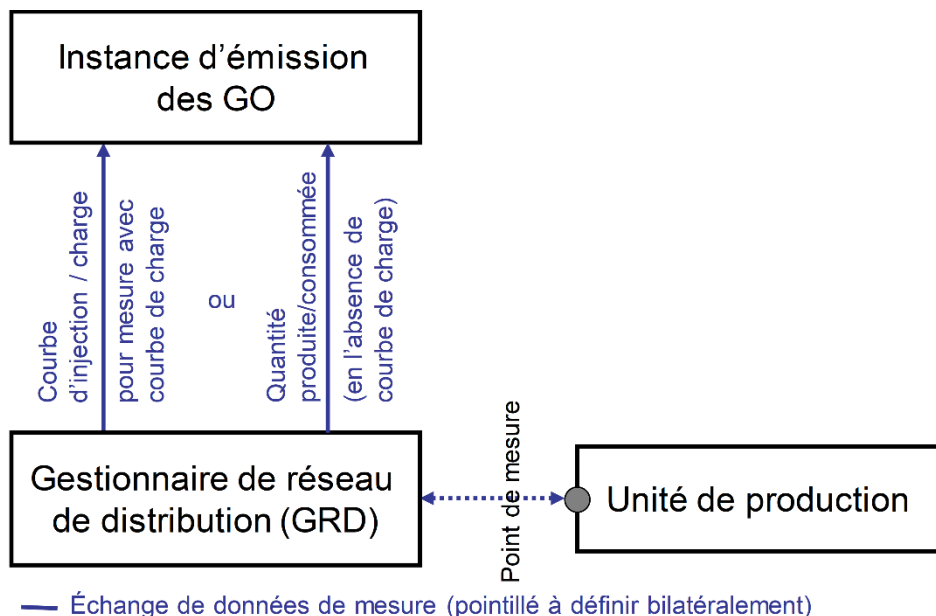


Figure 6: Aperçu de l'échange de données de mesure pour les garanties d'origine

5.2 Délais

5.2.1 Délais quotidiens

- (1) Dans le document de la branche SDAT-CH, c'est le délai de livraison le plus tardif possible qui est indiqué pour les processus d'échange de données quotidiens. Cela signifie que la livraison 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. Les délais indiqués sont à considérer comme des valeurs maximales. Il faudrait renoncer à freiner délibérément des processus automatisés.

But	Séries de chroniques individuelles/agrégations	Délai de livraison le plus tardif
Prévision	Courbes de charge et d'injection des points d'interconnexion vers les GRD amont, aval et voisins (non validées)	Le jour suivant, jusqu'à 9h00
	Courbes de charge et d'injection par consommateur final / unité de production (SVC/SVI) vers les fournisseurs (non validées)	Le jour suivant, jusqu'à 10h00
	Courbe d'injection pour les IPE définis (SVI) pour l'utilisation des centrales dans le cas OSTRAL	Le jour suivant, jusqu'à 10h00
	Agrégats de groupes-bilan (CCA/CIA) à Swissgrid (OSTRAL) et agrégations des fournisseurs vers les RGB (non validés)	Le jour suivant, jusqu'à 11h00

(La description détaillée de toutes les livraisons de données figure dans le document SDAT-CH.)

5.2.2 Délais mensuels

- (1) Pour les délais mensuels, 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 d'ici au jour ouvrable (JO) selon le tableau. Bien entendu, les données sont fournies dès qu'elles ont été validées et qu'elles sont prêtes à l'envoi.

But	Séries de chroniques individuelles/agrégations	Délai de livraison le plus tardif
Coûts imputés (suppléments)	Courbes de charge et d'injection des points d'interconnexion vers les GRD amont, aval et voisins (validées)	Jusqu'au 4 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent
	Courbes de charge et d'injection (SVC/SVI) vers les fournisseurs (validées)	Jusqu'au 5 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent
	Courbes de charge et d'injection (SVC/SVI) vers l'organe d'exécution (validées) pour saisie des GO	
	Courbes de charge besoins propres / énergie de pompage des centrales vers tous les GRD amont et voisins concernés.	
	Courbe de charge brute agrégée (CCA/R) à Swissgrid (CCA/T) vers le gestionnaire de réseau amont, plus 4 JO à chaque fois pour chaque niveau de réseau Agrégats des fournisseurs (CCA/CIA) vers les fournisseurs et les RGB (validés) Agrégats de groupes-bilan (CCA/CIA) vers Swissgrid et les RGB (validés)	Jusqu'au 8 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent



	Solde des séries de valeurs du GRT vers les RGB (énergie d'ajustement, différence entre programme prévisionnel et mesure)	Jusqu'au 15 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent
	Ajustement bilatéral	Jusqu'au 28 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent

But	Attribution des points de mesure	Délai de livraison le plus tardif
Contrôle des données de base	Liste des attribution aux fournisseurs et aux PSS	Jusqu'au 5 ^e JO de chaque mois pour le mois précédent

(La description détaillée de toutes les livraisons de données figure dans le document SDAT-CH.)

JO=jour ouvrable

5.2.3 Délais pour les corrections

- (1) Des données validées envoyées par les acteurs du marché peuvent encore être corrigées par ceux-ci après les délais prescrits au cours des 6 mois suivant la fin du mois (de mesure), moyennant annonce aux destinataires, mais sans nécessiter d'autre explication. L'envoi de données de mesure et d'agrégats corrigés se fait automatiquement, pour la dernière fois après l'échéance du délai de clearing de 6 mois, au cours du mois suivant.
- (2) Même après ces 6 mois, des corrections doivent rester possible en vertu du Code des Obligations. De manière à tendre vers 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 minimales. 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 6 mois (MC-CH, chapitre 8).

5.3 Échange des données de mesure pour la facturation de l'énergie et les prévisions

- (1) Le GRD doit communiquer aux fournisseurs les valeurs mesurées individuelles (les courbes de charge des clients - l'énergie active):
 - quotidiennement pour la prévision,
 - mensuellement pour la facturation de la consommation d'énergie aux clients.
- (2) Le consommateur final ou le producteur ou encore une instance désignée par celui-ci a droit à recevoir sans frais les valeurs de ses courbes de charge dans un format compréhensible.
- (3) Les détails sur l'échange de données figurent dans le document SDAT-CH.

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

- (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 d'interconnexion 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 d'interconnexion 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. Pour ce faire, on peut utiliser des courbes de charge individuelles ou une somme de courbes de charge par point d'interconnexion entre les réseaux.
- (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 8^e jour ouvrable du mois x+1. Le prochain a 4 jours ouvrables pour la communiquer plus haut. Les séries pour les propres besoins et les pompes doivent être transmis jusqu'au 5^e jour ouvrable du mois suivant et les points d'interconnexion entre les réseaux doivent être transmis jusqu'au 4^e jour ouvrable du mois suivant.
- (4) Les détails figurent dans le document SDAT-CH.

5.5 Échange des données de mesure pour les tarifs généraux SDL et les suppléments LENE

- (1) Le processus décrit l'échange des données entre les GRD et les GRT concernant la somme de la courbe de charge brute du réseau propre. Le GRT facture le tarif général SDL (services-système) sur la base de la CCA/R annoncée par le GRD. Les suppléments LENE sont facturés chaque mois à chaque GRD par l'organe d'exécution. La somme de la courbe de charge brute du réseau propre correspond à l'énergie électrique soutirée du réseau par les consommateurs finaux directement raccordés.
- (2) Après l'expiration de l'année civile écoulée, le GRD annonce au GRT l'énergie électrique effectivement soutirée par les consommateurs finaux pendant l'année civile écoulée, jusqu'à fin septembre, 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.
- (3) Les détails figurent dans le document SDAT-CH.
- (4) Les coûts pour la réserve d'électricité doivent être facturés par le GRT en tant que part de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour le réseau de transport, de la même façon que les services-système. Cependant, les coûts de la réserve d'électricité doivent figurer sur la facture des consommateurs finaux en tant que partie de la rémunération du réseau de transport, en tant que poste indépendant. (selon l'art. 22 al. 2, let. a de l'Ordonnance sur une réserve d'hiver (OIRH) du 25 janvier 2023).



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 GRD doivent communiquer au GRT les agrégations de chaque groupe-bilan (fonctionnant dans leurs zones de desserte).

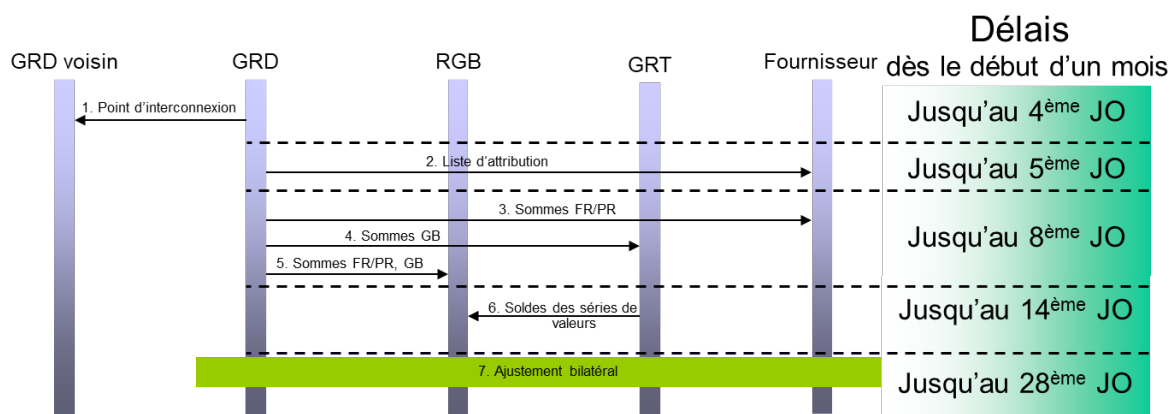


Figure 7: Étapes du processus d'échange des données de mesure

- (2) Le processus comprend les étapes suivantes:

1. Échange des courbes de charge des points d'interconnexion entre les réseaux pour le calcul du pool de clients virtuel.
2. Le GRD communique au fournisseur une liste des attributions. Elle permet au fournisseur de contrôler l'état de ses données.
3. Le GRD 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 GRD communique au GRT les agrégations des groupes-bilan.
5. Le GRD communique au responsable du groupe-bilan les sommes des fournisseurs et celle du groupe-bilan. Le responsable du groupe-bilan peut comparer 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 GRT 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 SDAT-CH.

5.7 Échange de données pour OSTRAL

- (1) L'Ordonnance sur l'organisation de la branche électricité pour garantir l'approvisionnement économique du pays (OOBE, 531.35) est en vigueur. Elle charge l'AES de prendre les dispositions nécessaires pour que les mesures requises pour l'approvisionnement du pays dans les secteurs de la



production, du transport, de la distribution et de la consommation de l'électricité puissent être mises en œuvre en cas de crise. Dans ce but, l'AES a créé 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 SDAT-CH.

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

- (1) Les garanties d'origine (GO) constituent la base pour les prestations suivantes:
 - Système de rétribution de l'injection (SRI) – anciennement Rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC)
 - Négocio de GO (bourse de courant solaire, marquage de l'électricité)
- (2) Le processus décrit la transmission des données du GRD à l'organe d'exécution dans le but de saisir les garanties d'origine.
- (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'organe d'exécution est l'organisme de certification accrédité 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.
- (5) Les données de production doivent être communiquées à l'organe d'exécution:
 - 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 relevé à distance 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 Garanties d'origine et programmes d'encouragement.



5.9 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 desserte
 - Échange d'autres données de mesure



6. Processus de changement

6.1 Principes

(1) Ces principes sont indiqués dans le document 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 GRD 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, les GRD ne doivent pas adapter les attributions après coup.

(2) Les détails figurent dans le document SDAT-CH.

6.2 Processus

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

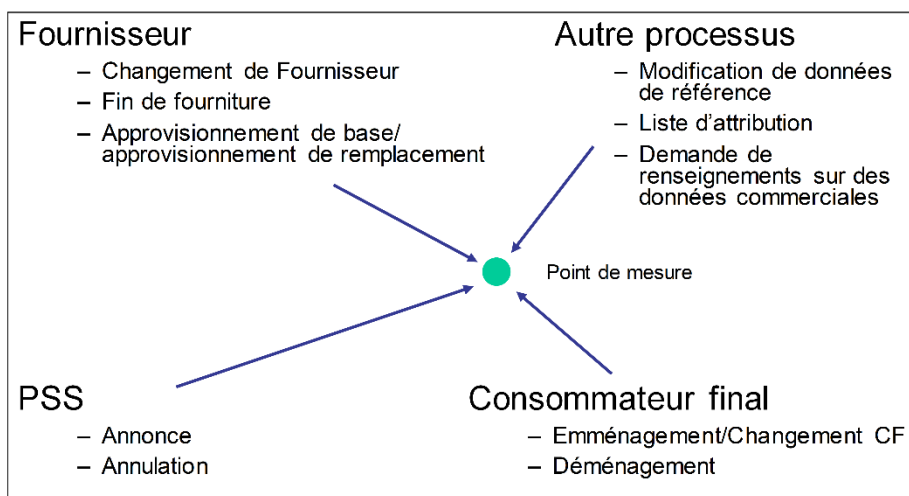


Figure 8: Processus définis pour l'échange des données (selon le document SDAT-CH)



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 GRD l'attribue au fournisseur attribué; celui-ci se trouve alors dans l'approvisionnement de remplacement).
 - Approvisionnement de remplacement.
 2. Changement de l'attribution des clients aux points de mesure:
 - Emménagement /changement de consommateur final.
 - Déménagement.
 3. Changement de l'attribution du point de mesure à un ou plusieurs prestataires de services-système (PSS)
 - Annonce
 - Annulation
 4. Autres processus
 - Modification des données de référence (nom).
 - Modification des données de référence (point de mesure).
 - Liste d'attribution (cf. chapitre 5.6 «Échange des données de mesure pour le décompte des groupes-bilan»).
- (2) Autres processus (demandes de toutes sortes, p. ex. informations sur les points de mesure ou données historiques basées sur une procuration). Les processus des points 1 et 2 ci-dessus relatifs aux clients avec mesure de la courbe de charge suivent toujours ce schéma:

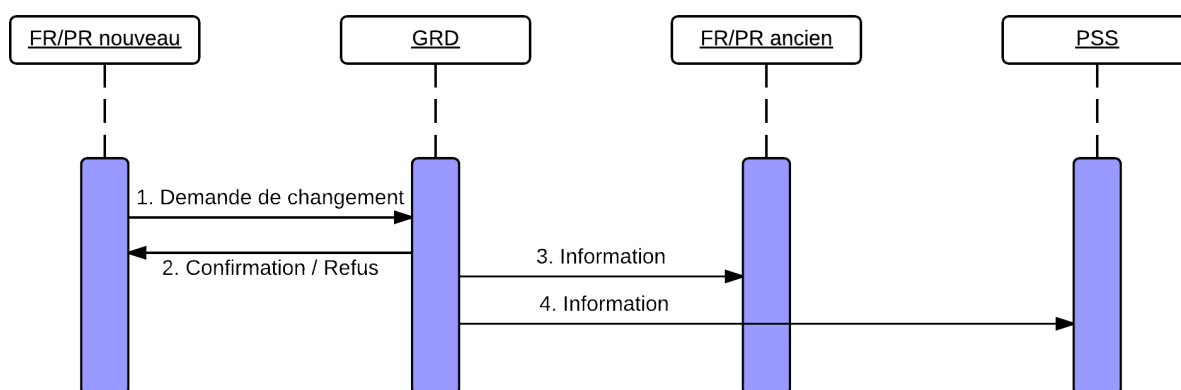


Figure 9: Processus type pour le changement de fournisseur

- (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 zone de desserte (ne constituant pas un emménagement)

(1) Procédure:

1. Prise de contact avec le GRD.
2. Signature d'un «contrat cadre de l'utilisation du réseau par les fournisseurs» (recommandé).
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, ...).
5. Processus «Changement de fournisseur».

6.3.1.2 Changement de fournisseur (processus de fourniture clarifié avec le GRD)

(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, ...).
3. Processus «Changement de fournisseur».

6.3.1.3 Construction nouvelle/remise en service (processus de fourniture clarifié avec le GRD)

(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, ...).
3. Processus «Emménagement/changement de consommateur final».

- (2) **Remarque sur la remise en service:** Lorsque le GRD 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» dans la mesure où le client n'est pas sur le marché libre. Autrement, c'est le processus «Approvisionnement de remplacement» qui est déclenché.



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:** Le GRD reçoit l'information concernant la fin de fourniture au plus tard 10 JO avant la fin de la fourniture. S'il n'a reçu aucune notification d'attribution à un fournisseur dans ce délai, le processus «Approvisionnement de remplacement» entre en vigueur.

6.3.1.5 Déménagement d'un client dans la même/dans une autre zone de desserte 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.
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 zone de desserte 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).
4. Le point de mesure devrait être attribué au propriétaire enregistré dans le registre foncier (voir DC-CH).



5. Le GRD devrait vérifier si certains points de mesure concernent des logements vacants.

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. Ce processus est à réaliser pour tous les points de mesure attribués au fournisseur qui change totalement ou partiellement de groupe-bilan.
- (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

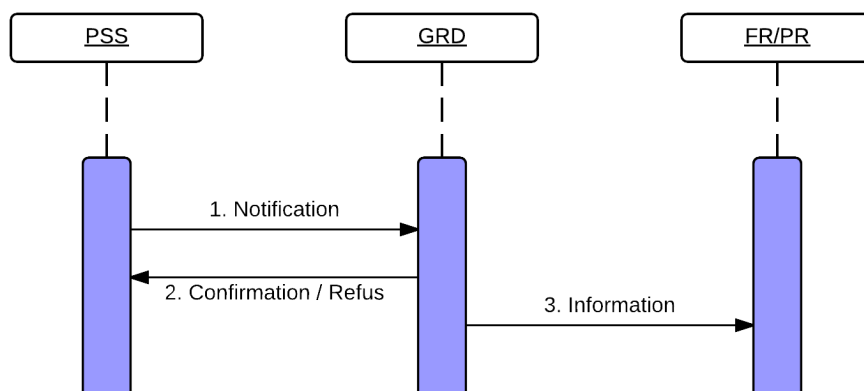


Figure 10: Diagramme de séquence «Annonce de PSS»

- (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 Scénarios du point de vue du GRD

- (1) L'approvisionnement de remplacement est toujours déclenché par GRD.
- (2) Le GRD 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. Le GRD a conclu avec le fournisseur de remplacement les conventions contractuelles correspondantes. Les motifs de déclenchement de l'approvisionnement de remplacement figurent dans le tableau ci-dessous.

Cas	Motifs de déclenchement du processus par le GRD
Approvisionnement de remplacement	• Le consommateur final résilie le contrat de fourniture sans conclure de nouveau contrat. • Résiliation unilatérale du fournisseur sans fournisseur suivant. • 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.

- (3) Un client électricité hors de l'approvisionnement de base qui perd son précédent fournisseur d'électricité en raison d'une circonstance particulière est alimenté par l'approvisionnement de remplacement. Il peut à tout moment conclure un contrat de fourniture avec un nouveau fournisseur d'électricité.

6.4 Autres processus

- (1) Le tableau suivant présente les processus, l'acteur du marché déclencheur et le but du processus. Les détails figurent dans le document SDAT-CH.

Processus	Déclencheur	But, informations échangées
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 date de changement	FR	Préparation, changement de fournisseur Demande supplémentaire de données
Demande d'informations sur le point de mesure	FR	Préparation, changement de fournisseur
Demande de données de mesure	FR	Demande supplémentaire de données



Demande d'agrégation des données de mesure	FR	Demande supplémentaire de données
--	----	-----------------------------------

7. Rejet de document

- (1) À des fins de compréhension, les rejets de demandes doivent être motivés. Il faut donc y répondre en donnant une raison appropriée, et un «Model Error Report» concernant les erreurs de contenu des documents doit aussi être envoyé accompagné d'un code d'erreur défini à cet effet. Le tableau suivant indique les codes et leur description, qui peuvent être utilisés comme motif de rejet pour le processus concerné. Les détails figurent dans le document SDAT-CH, Annexe 3 (Core Components).



		Changement de fournisseur	Fin de fourniture	Approvisionnement de base	Approvisionnement de remplacement	Emménagement / changement de consommateur final	Déménagement	Annexion de RSS	Cessation d'activité d'un RSS	Changement des données de référence du client final par le FN/PR	Changement de données de référence du point de mesure	Échange de listes d'attribution	Demande 'Date de changement'	Demande 'Informations concernant le point de mesure'	Demande de données de mesure (SVC/SVI)	Model Error Report
E0H	Données manquantes															
E0I	Gestionnaire de réseau inconnu	x	x			x	x	x	x					x	x	x
E0L	Acteur du marché non autorisé	x	x				x		x							x
E0M	Responsabilités floues															
E10	Point de mesure inconnu	x	x			x	x	x	x				x	x	x	x
E11	Point de mesure dans l'approvisionnement de base sans accès valide au réseau	x	x			x	x	x	x							
E12	Relation de fourniture floue															
E13	Manque de précision concernant l'énergie d'ajustement															
E14	Autres raisons	x	x			x	x	x	x				x	x	x	x
E15	Annexion sans changements p. ex. en cas de confirmation	x	x			x	x	x	x							
E16	Fournisseur non autorisé (pas de contrat-cadre de fourniture)	x	x			x	x						x	x	x	x
E17	Demande en dehors des délais	x	x			x	x	x	x						x	
E18	Responsable de groupe-bilan non autorisé, éventuellement inconnu	x				x										x
E19	Mesure de la production ou de la consommation propre en connexion à des réseaux amont (derrière la mesure de l'excédent)	x	x			x	x	x								
E20	Il existe déjà un changement de fournisseur dans le futur	x	x			x	x									
E22	Le point de mesure n'est pas autorisé pour les processus de changement (p. ex. points de mesure dans les centrales ou les installations de couplage)	x	x			x	x	x	x							
E29	Code produit non valide ou non autorisé pour ce point de mesure															x
E36	Partie non autorisée à demander l'information souhaitée												x	x	x	x
E37	Pas de contrat de raccordement au réseau en cours de validité	x				x		x								
E47	Aucun processus ne peut avoir lieu pour ce point de mesure (p. ex. désactivation du point de mesure)	x	x				x		x							
E49	Le réseau de distribution n'est pas identifiable (p. ex. code Y erroné)															x
E50	Pas de période de 15 minutes															x
E51	Décimales précédentes ou suivantes trop nombreuses ou absentes															x
E59	L'attribution du rôle de la personne qui fait la demande existe déjà.															
E73	Unité erronée (p. ex. TWh au lieu de kWh)															x
E81	Le point de mesure existe dans la comptabilité, mais pas intégré physiquement															
E86	Statut non valide (pas selon MC-CH)															x
E87	Différence dans le fichier XML de données de mesure entre le cachet d'heure de début/de fin et le nombre de positions															x
E98	Valeur(s) inférieure(s) à zéro															x
C10	Responsable de services-système (RSS) non autorisé, éventuellement inconnu															x
C58	La date de début se situe après la date de fin															x

Tableau 3: DocumentAcceptanceReasonCode



8. Transmission de données et sécurité des données

- (1) Selon la Loi sur la protection des données, les données personnelles ou les données permettant d'identifier des 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. C'est pourquoi elles sont considérées comme des données liées aux personnes. Elles remplissent généralement les exigences d'un profil de personnalité.
- (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.
- (7) Plus d'informations figurent dans la recommandation de la branche «Politique des données dans la branche énergétique» et dans la Loi sur la protection des 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) L'ebIX® Forum souhaite transmettre le travail d'ebIX® et les connaissances aux GRD de l'UE et à l'ensemble de la communauté de travail et à l'ENTSO-E. La communauté devrait en tenir compte pour poursuivre le développement et pour la maintenance. Font aussi partie de cela les modèles de référence ebIX®, les BRS d'ebIX®, etc.
- (3) Les détails figurent dans le document SDAT-CH.

8.2 Confirmation de réception et gestion des erreurs

- (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 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 doivent être compressés pour la transmission. Il faut pour cela utiliser exclusivement gzip². L'extension du fichier après compression est «.xml.gz».

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 doivent également être échangées.
- (4) Pour transmettre les messages, il faut utiliser exclusivement le protocole FTPES (FTP explicite via TLS).
- Une version actuelle de TLS doit être utilisée, avec une longueur de clé correspondant à l'état actuel de la technique (au moins la version 1.2 de TLS, de préférence la version 1.3).
 - 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, 250 ports ouverts sont utilisés dans un éventail de ports allant de 40 000 à 40 249.
- (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 de son côté ou de celui du destinataire, le problème d'interface doit être résolu bilatéralement. Il faut pour cela utiliser les standards selon le document SDAT-CH.

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



Cas particulier	Expéditeur	Destinataire	Remarque
Aucun fichier ne peut être remis au moyen de FTP(s).	Informe le destinataire.	Apporte son aide pour l'élimination de la défaillance.	Un accès FTPS peut être vérifié indépendamment du système au moyen d'un logiciel client disponible librement (FileZilla, WinSCP ou autre).
Les données ont été remises en retard.	L'expéditeur informe le destinataire de la cause. Il élimine la cause le plus rapidement possible.	Si le destinataire utilise une alarme automatique pour le nouvel envoi, celle-ci devrait être fixée 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 (Swiss-grid/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 livraison 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 4: 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/File_Transfer_Protocol

