

Version
provisoire basée
sur les projets
d'ordonnances

Recommandation de la branche

Modèle du marché pour l'énergie électrique – Suisse

Document de base pour la réglementation des
aspects centraux de l'organisation du marché
suisse de l'électricité

MMEE – CH 2024

TRAFEO 2

VS
AES

Clause de non-responsabilité

Le présent document de la branche se base sur les projets d'ordonnance concernant la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (loi pour l'électricité) du 21 février 2024 et n'a donc qu'une validité provisoire. Le Conseil fédéral procédera encore à des adaptations des projets d'ordonnances sur la base des prises de position des différentes parties prenantes. La publication des ordonnances finales (du moins pour le premier paquet) est annoncée pour novembre. Dès que les ordonnances finales seront disponibles, le document de la branche sera révisé si nécessaire et de nouveau publié.

Les modifications demandées par l'AES sont présentées en détail dans sa prise de position sur la mise en œuvre de la loi pour l'électricité au niveau de l'ordonnance et autres révisions des ordonnances concernées. Les principales préoccupations de l'AES en rapport avec le présent document de la branche sont présentées ci-après:

Regroupements dans le cadre de la consommation propre

1. Les CEL rendent les RCP virtuels superflus. Étant donné que l'utilisation de lignes de raccordement pour un RCP est une disposition potestative dans la loi, il convient d'y renoncer au profit de règles claires (*art. 14 OEnE*).
2. Il convient d'exclure explicitement une expansion d'un RCP virtuel au-delà de la distribution basse tension ou des jeux de barres basse tension d'une station de transformation (niveau de réseau 6). Un regroupement virtuel doit pouvoir être constitué exclusivement au niveau de réseau 7 avec des lignes de raccordement qui sont affectées hors d'une station de transformation. La formation d'un RCP virtuel dans un réseau à manchons doit être exclue.

Communautés électriques locales

3. Les réductions doivent être appliquées à la composante de travail au lieu du tarif standard.

Plateforme de données

4. L'annexe 1a proposée doit être biffée. Il convient de se baser sur le modèle de données de la branche existant et bien établi. Une solution subsidiaire doit être appliquée.
5. Le financement de la plateforme requiert non seulement des fonds étrangers, mais aussi des fonds propres (*art. 8i OApEI*). Ceux-ci doivent impérativement être rémunérés de manière appropriée.

Tarifs de mesure

6. L'AES rejette les plafonds tarifaires prévus pour les systèmes de mesure intelligents (*art. 8 OApEI*).
7. Si le Conseil fédéral devait maintenir l'introduction de plafonds tarifaires, ceux-ci devraient être fixés à un niveau plus élevé et refléter les coûts.

Tarification réseau

8. Il faut une plus grande liberté de tarification. Il est nécessaire d'accorder une marge de manœuvre supplémentaire en définissant dans les directives de la branche d'autres modèles tout en respectant les principes de l'art. 14 LApEI.



9. En outre, des tarifs différenciés doivent être autorisés au sein du même réseau. C'est notamment le cas des tarifs dynamiques.

Remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau

10. L'AES soutient les solutions pragmatiques pour la recharge bidirectionnelle (*art. 18d OApEI*).
11. Jusqu'à présent, les besoins propres des centrales électriques et l'achat d'électricité par les installations de pompage-turbinage étaient exemptés de la rémunération pour l'utilisation du réseau (y compris le supplément réseau, service-système, réserve d'électricité, redevances et prestations fournies à des collectivités publiques). Cela ne doit pas conduire à ce que les installations de pompage-turbinage doivent désormais payer des redevances et des prestations fournies à des collectivités publiques (*art. 18c OApEI*).

Coûts de renforcement de réseau

12. L'exécution du remboursement nécessite des données qui sont déjà aujourd'hui en partie mises à la disposition de l'organe d'exécution Pronovo en lien avec les garanties d'origine ou lui sont déjà connues. L'organe d'exécution devrait par conséquent soutenir le processus afin d'éviter des doublons.
13. Comme il s'agit de forfaits, un contrôle spécifique et un examen au cas par cas des indemnités ne sont ni nécessaires ni pertinents. Il faut notamment renoncer à imposer à Swissgrid des obligations de contrôle correspondantes et à prévoir des livraisons de données volumineuses par les gestionnaires de réseau de distribution à Swissgrid.
14. En ce qui concerne les indemnités forfaitaires, l'ordonnance prévoit des montants fixes pour la puissance de production nouvellement installée (*art. 13e OApEI*). Le montant des forfaits proposé est trop bas.

Flexibilités au service du réseau

15. La priorité doit être accordée à l'ajustement de l'injection décentralisée, car c'est elle qui a le plus d'impact sur la transformation et l'extension des réseaux de distribution (installations de 1 MW maximum).
16. Pour ces installations, un ajustement basé sur la puissance doit être prévu. Un ajustement basé sur la production annuelle (3% de l'énergie produite annuellement, selon la proposition du Conseil fédéral) n'est pas applicable dans la pratique.
17. C'est pourquoi des délais de résiliation plus longs que la fin d'un trimestre ainsi que des durées contractuelles plus longues doivent être autorisés pour l'utilisation de la flexibilité au service du réseau (*art. 19c OApEI*).

Ventilation des coûts

18. Le principe dit du montant net (*art. 16 OApEI*) n'est pas conforme au principe de causalité et est rejeté.



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 2005

Stefan Witschi	BKW Energie AG – FMB
Jean Daniel Ayer	SIE
Martin Bettler	RE
Werner Graber	NOK
Imfeld Peter	CKW
Looser Werner	EW Wald
Rolf Meyer	IBA
Münch Ulrich	ESB
Damian Stäger	AEW
Widmer Andreas	ATEL

(*GDP = groupe de projet partiel)

Chef GDP* NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH
Membre GDP NNM CH

Conseils et réalisation

Plaut Economics, Regensdorf (Jörg Wild et Heike Worm)

Direction du projet AES

Peter Betz, Chef du projet MERKUR Access II
Jean-Michel Notz, Chef du groupe de base MERKUR Access II

Auteurs (révision 2008/2009)

Andreas Beer	Rätia Energie	Membre de la NeNuKo
Daniel Bucher	EKZ	Membre de la NeNuKo
Bruno Bühlmann	ews-energie	Membre de la NeNuKo
Werner Graber	NOK	Membre de la NeNuKo
Marco Heer	CKW	Membre de la KoReKo
Daniel Koch	CFF	Membre de la NeNuKo
Bernard Krummen	SIL	Membre de la NeNuKo
Lukas Küng	ewz	Président de la NeNuKo
Philippe Mahler	Polynomics	Conseil / soutien logistique
Rolf Meyer	IBArAU	Membre de la KoReKo
Conrad Munz	AEW	Président de la KoReKo
Jean-Michel Notz	VSE / AES	Secrétaire de la NeNuKo
Andrea Testoni	AEMassagno	Membre de la NeNuKo
Stefan Witschi	BKW Energie AG – FMB	Membre de la NeNuKo
Heike Worm	Polynomics	Conseil / soutien logistique



Auteurs (édition 2010)

Stefan Bühler	Swissgrid	Membre de la NeNuKo, chef du GT Raccordement de secours
Werner Graber	Axpo SA	Membre de la NeNuKo, chef du GT Consommation propre des centrales
Bernard Krummen	SIL	Membre de la NeNuKo
Jean-Michel Notz	VSE / AES	Secrétaire de la NeNuKo, intégration des adaptations
Bruno Schwegler	WWZ	Membre de la NeNuKo, chef du GT «Arealnetze»
Stefan Witschi	BKW Energie AG – FMB	Membre de la NeNuKo

Auteurs (révision 2015/2016)

Stefan Bühler	Swissgrid	Membre de la NeWiKo, BC, TC, MURT, MURD
Cornel Rüede	Swissgrid	Président de l'ENDAKO, MC
Karl Resch	EKZ	Chef du GT Révision MMEE
Carsten Schroeder	ewz	Membre de la NeWiKo, MURD
Erich Schumacher	CKW	Membre de la NeWiKo, MURD
Olivier Stössel	VSE / AES	Secrétariat de la NeWiKo
Patrick Widmer	SAK	Membre de la Commission Technique des réseaux, DC

Auteurs (édition 2018)

Michael Beer	CKW	
Stefan Bühler	Swissgrid	Membre de la NeWiKo
Peter Moos	Axpo	Membre de la NeWiKo, chef du GT, révision du MMEE
Carsten Schroeder	ewz	Membre de la NeWiKo
Olivier Stössel	VSE / AES	Secrétaire de la NeWiKo
Felix Vogt	Axpo	

Auteurs (édition 2024)

Markus Blättler	VAS	
Stefan Bühler	Swissgrid	Membre de la NeWiKo
Noëmi Jacober	BKW Energie SA	
Claudio Maag	EKZ	Chef du GT Révision MMEE
Sandro Marquardt	TB Seon	Membre de la NeWiKo
Eugen Pfiffner	IBB Energie	
Ralf Rienäcker	Axpo	
Denise Salvetti	ewz	
Philipp Schütt	Axpo	Membre de la NeWiKo
Andreas Steiner	Repower	
Olivier Stössel	VSE / AES	Secrétaire de la NeWiKo

Responsabilité commission

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



Chronologie

Mai 2005	Début des travaux du GDP MURD – CH
14 octobre 2005	Clôture de la consultation dans la branche
1 ^{er} décembre 2005	Approbation par le Comité de l'AES
Printemps 2008	Modifications par l'AES limitées à cause de l'OApEI
18 juillet 2008	Approbation de la révision par le comité de l'AES
Août 2008 à février 2009	Révision intégrale
Mars/avril 2009	Consultation (branche et consommateurs finaux (art. 27, al. 4 OApEI))
9 juillet 2009	Approbation par le Comité de l'AES
Été 2010	Adaptations en fonction des nouvelles connaissances
Automne 2010	Consultation (branche et consommateurs finaux (art. 27, al. 4 OApEI))
2 mars 2011	Approbation par le Comité de l'AES
Février à août 2015	Modification par le groupe de travail
9 mars 2016	Approbation par le Comité de l'AES
Juin/juillet 2018	Révision
Août à octobre 2018	Consultation
5 décembre 2018	Approbation par le Comité de l'AES
Novembre 2023 à juin 2024	Révision
5 novembre 2024	Approbation par le Comité de l'AES

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

L'AES approuve ce document à la date du 05.11.2024.

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 tout autre usage de ces documents que celui prévu pour le destinataire 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.

Égalité linguistique entre femmes et hommes

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent à tous les sexes. Merci de votre compréhension.



Préface	9
Introduction	10
1. Fondements du modèle de marché	11
1.1 Principes de base.....	11
1.2 Acteurs du marché	12
1.3 Relations contractuelles sur le marché de l'électricité	13
1.3.1 Relations contractuelles liées au commerce de l'énergie	13
1.3.1.1 Contrat de fourniture d'énergie	13
1.3.1.2 Contrat de groupe-bilan	14
1.3.1.3 Contrat d'appartenance à un groupe-bilan	14
1.3.2 Relations contractuelles liées à l'utilisation du réseau (contrat d'utilisation du réseau).....	14
1.3.3 Relations contractuelles liées au raccordement au réseau et à l'exploitation du réseau.....	14
1.3.3.1 Relations contractuelles pour le raccordement au réseau (contrat de raccordement au réseau)	14
1.3.3.2 Convention d'exploitation.....	15
1.3.3.3 Contrat pour la fourniture de services-système	15
1.3.4 Relations contractuelles liées aux données de mesure et à la fourniture d'informations.....	15
1.3.5 Bénéficiaires d'un raccordement au réseau de transport.....	15
2. Modèle des groupes-bilans	15
2.1 Bases du modèle des groupes-bilans.....	15
2.2 Tâches des acteurs du marché dans le modèle des groupes-bilans	16
2.2.1 Tâches du coordinateur des groupes-bilans (CGB)	16
2.2.2 Tâches du gestionnaire du réseau de transport	16
2.2.3 Tâches du responsable de groupe-bilan (RGB)	17
2.2.4 Tâches du groupe-bilan pour les énergies renouvelables (GB-ER).....	17
2.2.5 Tâches du gestionnaire de réseau de distribution (GRD)	17
2.2.6 Tâches des autres acteurs	18
2.2.6.1 Négociants	18
2.2.6.2 Producteurs.....	18
2.2.6.3 Unités de production	18
2.2.6.4 Fournisseur	18
2.2.6.5 Consommateurs finaux	18
2.2.6.6 Exploitant de stockage.....	18
2.2.6.7 Bourses de l'électricité (Power Exchange, PX)	18
2.2.6.8 Contrepartie centrale (Central Counterparty, CCP).....	19
2.2.6.9 Responsables de la réserve d'électricité	19
2.3 Autres documents concernant le modèle des groupes-bilans	19
3. Modèle d'utilisation du réseau.....	19
3.1 Fondements du modèle d'utilisation du réseau	19
3.1.1 Modèle de soutirage	19
3.1.2 Répartition en niveaux de réseau	21
3.2 Tâches des acteurs du marché dans le modèle d'utilisation du réseau	21
3.2.1 Gestionnaire du réseau de transport (GRT)	22
3.2.2 Gestionnaire de réseau de distribution	22
3.2.3 GRD en aval et voisins	22

3.2.4	Réseau de faible envergure.....	23
3.2.5	Consommateurs finaux.....	23
3.2.6	Producteurs.....	23
3.2.7	Exploitant de stockage.....	23
3.2.8	Formes mixtes de consommation finale, de production et de stockage	24
3.2.9	Autres documents concernant le modèle d'utilisation du réseau	24
4.	Raccordement au réseau et exploitation du réseau	24
4.1	Fondements du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau	24
4.2	Tâches des acteurs du marché dans le cadre du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau	24
4.2.1	Gestionnaire du réseau de transport (GRT)	25
4.2.2	Propriétaire du réseau de transport (PRT)	25
4.2.3	Gestionnaire de réseau de distribution.....	25
4.2.4	Propriétaire de réseau de distribution (PRD).....	25
4.2.5	Bénéficiaires d'un raccordement au réseau	25
4.2.6	Producteurs.....	26
4.2.7	Exploitant de stockage.....	26
4.2.8	Responsable de services-système (RSS)	26
4.3	Autres documents concernant le raccordement au réseau et l'exploitation du réseau	26
5.	Système de mesure et processus d'information	26
5.1	Fondements de la mise à disposition des données de mesure	26
5.2	Tâches des acteurs du marché en relation avec la mise à disposition des données de mesure.....	28
5.2.1	Tâches des gestionnaires de réseau (GRT et GRD)	28
5.2.2	Tâches de la plateforme centrale de données	28
5.2.3	Obligation de fourniture des données des gestionnaires de réseau	28
5.2.4	Responsable de groupe-bilan (RGB)	29
5.2.5	Fournisseur	29
5.2.6	Gestionnaire du réseau de transport (GRT)	29
5.2.7	Organe d'exécution.....	30
5.2.8	Systèmes de mesure intelligents.....	30
5.3	Autres documents concernant l'échange des données de mesure	30
5.3.1	Document clé et document d'application	30
Annexe 1:	Vue d'ensemble des directives des gestionnaires de réseau	31
Annexe 2:	Principales relations contractuelles	33

Liste des figures

Figure 1 Niveaux de réseau	21
Figure 2 Échange des données de mesure pour la répercussion / la répartition des coûts de réseau	27
Figure 3: Principales relations contractuelles entre les acteurs du marché	33

Liste des tableaux

Tableau 1 Liste des directives selon l'art. 27, al. 4 OApEI	32
Tableau 2: Principales relations contractuelles entre les acteurs du marché	34

Préface

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

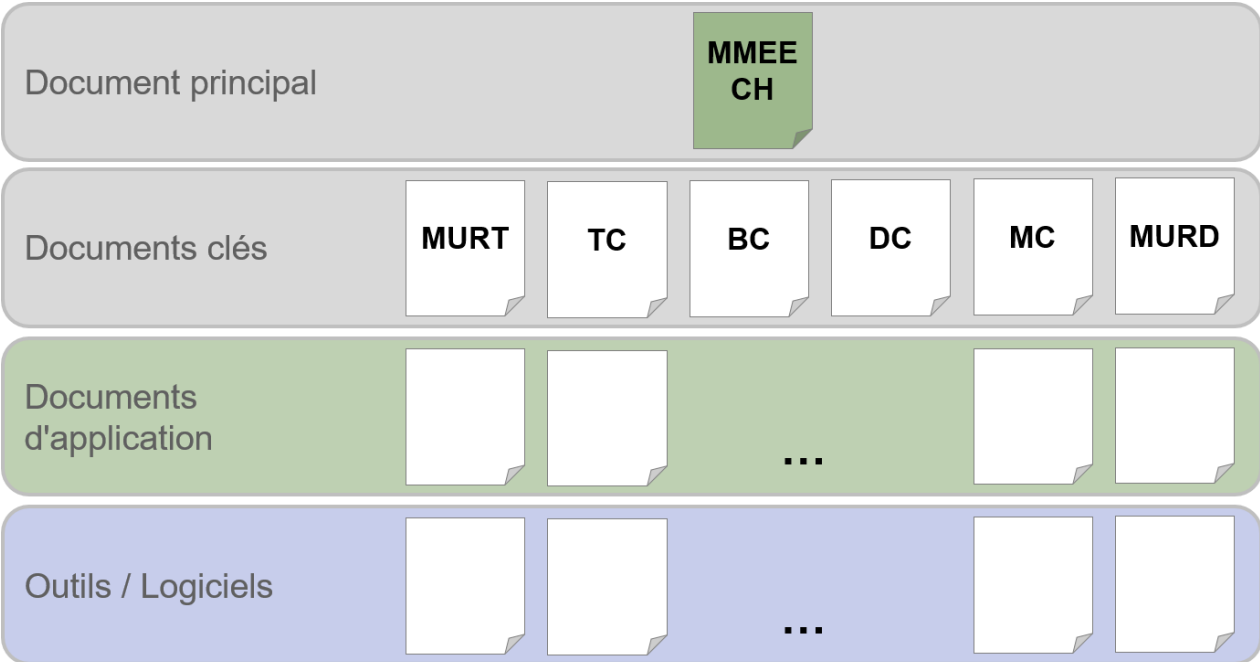
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OAPEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique (MMEE – CH)
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils / Logiciels

Le présent document Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH) est le document principal.

Structure des documents



Introduction

Depuis la libéralisation partielle du marché suisse de l'électricité début 2009 et la Stratégie énergétique 2050 initiée en 2012, les acteurs du marché doivent faire face à des changements constants et à un renforcement de la régulation. Les lois réglant l'organisation du marché de l'électricité¹ et la gestion du secteur énergétique² laissent cependant ouverts à l'interprétation certains détails techniques de mise en œuvre et en confient la réglementation de manière subsidiaire aux acteurs du marché. Le présent Modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH) constitue le document de base de cet ensemble de règles.

De par ses coûts fixes élevés et ses faibles coûts de transaction (coûts liés à l'acheminement d'un kilowattheure), le réseau électrique représente par nature un marché monopolistique. Le législateur a identifié cette caractéristique et a décidé de ne pas laisser ce domaine aux mains du marché. En sa qualité d'autorité de régulation, la Commission fédérale de l'électricité (ElCom) surveille notamment le domaine monopolistique en poursuivant l'objectif de disposer de réseaux sûrs, efficaces et performants. Le réseau de transport et de distribution est construit et exploité par les propriétaires de réseau et les gestionnaires de réseau dans le cadre de leur mission de marchés publics. Ces acteurs raccordent les consommateurs finaux, les producteurs, les dispositifs de stockage d'électricité et les gestionnaires de réseau de distribution situés en aval.

Les situations spécifiques, telles que les réseaux de faible envergure, les regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) ou la création d'une communauté électrique locale (CEL) sont décrits plus en détail dans les documents de la branche de l'AES correspondants.

Afin d'assurer un équilibre entre les injections et les soutirages effectués sur et depuis le réseau électrique, et par conséquent de garantir la stabilité de ceux-ci, la Société nationale du réseau de transport prend en charge la gestion du bilan sur la base du modèle des groupes-bilans. Chaque point de mesure situé au niveau des consommateurs finaux, des producteurs et des dispositifs de stockage d'électricité doit être attribué précisément à un groupe-bilan. Il incombe aux responsables de groupe-bilan de garantir un bilan énergétique de leur groupe-bilan aussi équilibré que possible et de déclarer les opérations commerciales à la Société nationale du réseau de transport. Cette dernière surveille la stabilité du réseau électrique et fournit la puissance de réglage nécessaire ainsi que d'autres services-système.

Le MMEE – CH est le fil rouge permettant de régler de manière générale le marché de l'électricité suisse et traite des thèmes suivants:

- a) Bases du modèle de marché
- b) Modèle de groupe-bilan
- c) Modèle d'utilisation du réseau
- d) Raccordement au réseau et exploitation du réseau
- e) Données de mesure et processus d'information
- f) Vue d'ensemble des directives des gestionnaires de réseau

Selon l'OApEI, les gestionnaires de réseau doivent édicter des directives afin de régler divers points. Ces directives figurent dans les divers documents de la recommandation de la branche (aussi nommée Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité) pour la mise en œuvre de la LApEI et de

¹ Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

² Notamment Loi sur l'énergie (LEne), Ordonnance sur l'énergie (OEne) et Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)



l'OApEI. L'annexe 1 contient une vue d'ensemble de ces directives avec les références aux divers documents de la branche de l'AES.

Avec l'**entrée en vigueur de la LAPeI révisée au 1^{er} janvier 2025** et des dispositions d'exécution afférentes, les règles suivantes de la présente édition sont valables à partir de la date de référence ci-dessous et doivent être mises en œuvre jusqu'à cette date:

Dispositions relatives à	cf. chapitre	Valable à partir de
Coûts du système de mesure et d'information, tarifs de mesure et facturation des rémunérations pour la mesure	1.1 / 3.2.5 / 3.2.6 / 3.2.7	année tarifaire 2026
Communautés électriques locales (CEL)	1.2 / 1.3.3.1 / 3.2.4 / 3.2.8	année tarifaire 2026
Droit de remboursement pour la rémunération pour l'utilisation du réseau lors du stockage avec consommation finale et pour les installations transformant l'électricité	3.1.1 / 3.2.7	année tarifaire 2026
Échange de données via la plateforme centrale de données	1.2 / 3.2.5 / 5.2.1 / 5.2.2	année tarifaire 2027

Dans le cadre de la législation de l'UE dans le domaine de l'électricité, le REGRT-E («réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité») ainsi que l'entité EU DSO concrétisent les principes des Framework Guidelines de l'ACER avec des Network Codes (NC) et des guidelines. Ces documents établissent des règles uniformes en matière de négoce d'électricité, ainsi que d'exigences techniques auxquelles devront satisfaire le réseau électrique et l'exploitation d'installations. Sur un plan formel, le champ d'application des NC se limite aux États de l'UE et de l'EEE. Le traitement de ces documents en Suisse est régi à titre subsidiaire par la branche de l'électricité jusqu'à la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité entre la Suisse et l'UE et/ou ancré sur la base de contrats de droit privé (par exemple l'accord par la Société nationale du réseau de transport).

1. Fondements du modèle de marché

1.1 Principes de base

- (1) Le MMEE – CH se fonde sur les principes suivants:
- Le réseau électrique représente par nature un marché monopolistique et est soumis à régulation (autorité de régulation ElCom).
 - Les tiers disposent d'un droit d'accès au réseau et peuvent ainsi choisir librement leur fournisseur d'électricité ou vendre celle qu'ils produisent à un acteur du marché de leur choix. Actuellement, seuls les consommateurs finaux captifs dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh ne peuvent bénéficier de ce droit.
 - Les consommateurs finaux captifs ou ceux qui renoncent à l'accès au réseau ont droit à un approvisionnement de base par les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) compétents.



- Les clients libres sans fournisseur ont droit à un approvisionnement de remplacement de la part du GRD responsable.
- Les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent garantir l'indépendance de l'exploitation du réseau: La comptabilité correspondante doit être séparée de celle des autres domaines d'activité (séparation comptable). Par ailleurs, les informations sensibles émanant de l'exploitation du réseau du point de vue économique ne doivent pas être utilisées dans d'autres domaines d'activité (séparation des informations).
- L'ensemble des frais de réseau est facturé en deux étapes:
 - Pour le raccordement au réseau, les gestionnaires de réseau facturent généralement une taxe d'utilisation du réseau et des prestations liées au réseau.
 - Pour la facturation de l'utilisation du réseau, on applique un modèle de point de raccordement indépendant de la distance, incluant en fin de compte une imputation des coûts au consommateur final du côté du soutirage. La taxe d'utilisation du réseau et les prestations liées au réseau déjà facturé doivent être déduites lors du calcul des coûts de réseau pour les tarifs d'utilisation du réseau.
- La Société nationale du réseau de transport achète des services-système basés sur le marché.
- Le commerce de l'énergie est guidé par des programmes prévisionnels, déposés pour approbation par les responsables des groupes-bilans auprès de la Société nationale du réseau de transport, qui fait office de coordinateur.
- Un négoce séparé de l'électricité et des garanties d'origine (GO) est possible.
- Les gestionnaires de réseau sont responsables des activités de mesure et d'information.
- Les coûts liés à la mesure et à l'information doivent être imputés à tous les consommateurs finaux, les exploitants d'installations de stockage et les producteurs par place de mesure via les tarifs de mesure.

1.2 Acteurs du marché

- (1) Le MMEE – CH distingue les acteurs suivants:
- Propriétaire du réseau de transport (PRT)
 - Gestionnaire du réseau de transport (GRT)
 - Coordinateur des groupes-bilans (CGB) et fournisseur de services-système (tâche de la Société nationale du réseau de transport)
 - Propriétaires de réseau de distribution (PRD)³
 - Gestionnaires de réseau de distribution (GRD)³
 - Responsables de groupe-bilan (RGB)
 - Responsables de services-système (RSS)
 - Bourse de l'électricité (Power Exchange, PX)
 - Contrepartie centrale (Central Counterparty, CCP) à la Bourse de l'électricité
 - Négociants
 - Fournisseurs
 - Consommateurs finaux
 - Bénéficiaires d'un raccordement au réseau

19. Autoconsommateur

- Regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP), RCP virtuels et communautés d'autoconsommateurs (CA)

³ Dans la plupart des cas, GRD et PRD sont une seule et même personne morale.



- Communautés électriques locales (CEL)
 - Propriétaires de réseau de faible envergure (PRFE)
 - Gestionnaires de réseau de faible envergure (GRFE)
 - Producteurs
 - Exploitant de stockage
 - Plateforme centrale de données
 - Groupe-bilan pour les énergies renouvelables
 - Émetteur de garanties d'origine (tâche de l'organe d'exécution selon l'art. 64 LEné)
- (2) Les acteurs du marché peuvent endosser différents rôles: Par exemple, la Société nationale du réseau de transport est gestionnaire du réseau de transport et, entre autres, aussi coordinateur des groupes-bilans. De plus, les gestionnaires de réseau de faible envergure sont aussi des consommateurs finaux, les producteurs sont aussi des fournisseurs et les exploitants de stockage agissent comme un consommateur final lorsqu'ils stockent et comme un producteur lorsqu'ils injectent.
- (3) Les installations de production et de stockage sont de plus en plus souvent installées chez les consommateurs finaux. Il en résulte de nouveaux types d'installations qui sont consommatrices finales d'électricité, mais produisent aussi du courant pour leurs propres besoins ou pour alimenter le réseau. Ainsi, la LEné révisée dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 permet à plusieurs propriétaires fonciers de constituer un regroupement dans le cadre de la consommation propre et, ainsi, d'utiliser ensemble l'énergie sur le lieu de production (consommation propre) ou de la vendre. De plus, la LApEI révisée permet aux consommateurs finaux, aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables et aux exploitants de stockage de se regrouper en une communauté électrique locale (CEL). Cette dernière permet d'écouler l'électricité autoproduite au sein de la communauté en utilisant le réseau de distribution. Les conditions requises au préalable sont notamment la même zone de desserte, le même niveau de réseau (NR 5 ou 7), une proximité locale (même commune) ainsi qu'une puissance correspondante de l'installation de production par rapport à la somme des puissances de raccordement des installations de consommation.

1.3 Relations contractuelles sur le marché de l'électricité

- (1) Les relations juridiques entre les acteurs du marché ne sont pas nécessairement basées sur des contrats négociés individuellement. Le contenu des contrats peut être largement déterminé dans des conditions générales (CG) ou des règlements, notamment dans le cadre du traitement en masse. Pour l'échange de données, il est nécessaire d'échanger au moins les coordonnées.
- (2) Les principales relations contractuelles entre les acteurs du marché sont décrites ci-dessous et sont présentées sous forme de schéma et de tableau dans l'annexe 2.

1.3.1 Relations contractuelles liées au commerce de l'énergie

1.3.1.1 Contrat de fourniture d'énergie

- (1) Négociants, fournisseurs, producteurs, consommateurs finaux et exploitants de stockage concluent des contrats de livraison d'énergie définissant les modalités de fourniture.
- (2) Contrat d'approvisionnement de base: pour l'approvisionnement de base de consommateurs finaux (art. 6 LApEI), la fourniture d'énergie doit être assurée par le GRD.



- (3) Conformément à l'art. 15 LEné, un GRD peut conclure un contrat avec le producteur pour la reprise de l'électricité.

1.3.1.2 Contrat de groupe-bilan

- (1) Les opérations commerciales se déroulent au travers de groupes-bilans. Un contrat de groupe-bilan est conclu entre les responsables des groupes-bilans (RGB) et le CGB pour chaque groupe-bilan.

1.3.1.3 Contrat d'appartenance à un groupe-bilan

- (1) Les contrats d'appartenance à un groupe-bilan sont conclus entre les RGB et les fournisseurs/producteurs ou négociants.

1.3.2 Relations contractuelles liées à l'utilisation du réseau (contrat d'utilisation du réseau)

- (1) Les contrats d'utilisation du réseau définissent l'utilisation de l'infrastructure réseau et la sollicitation des services-système du gestionnaire de réseau. Ils sont conclus entre le gestionnaire de réseau et le consommateur final (y compris l'exploitant de stockage), entre le gestionnaire de réseau et le producteur ou entre plusieurs gestionnaires de réseau (GRT-GRD, GRD-GRD).
- (2) Conformément à l'art. 7a, al. 1 OApEI, un consommateur final peut réclamer que le gestionnaire de réseau remette au fournisseur d'énergie la facture pour l'utilisation du réseau. Le débiteur reste le consommateur final. Pour cela, il est possible de convenir d'un accord contractuel individuel entre les fournisseurs et le gestionnaire de réseau.
- (3) Conformément à l'art. 17e et l'art. 6 de l'OApEI, le GRD ou une CEL peut exiger que la facturation soit adressée à la communauté tant pour l'utilisation du réseau que pour la fourniture d'électricité dans le cadre de l'approvisionnement de base, ventilée en fonction des prélèvements de chaque consommateur final. Les débiteurs restent les consommateurs finaux. Les dispositions relatives à la protection des données doivent être prises en compte.

1.3.3 Relations contractuelles liées au raccordement au réseau et à l'exploitation du réseau

1.3.3.1 Relations contractuelles pour le raccordement au réseau (contrat de raccordement au réseau)

- (1) Le raccordement de consommateurs, d'unités de production ou de dispositifs de stockage d'électricité ainsi que de combinaisons de ces éléments (bénéficiaires d'un raccordement au réseau) au réseau doit faire l'objet d'un contrat. Le contrat de raccordement au réseau est établi entre le propriétaire du réseau et le bénéficiaire d'un raccordement au réseau. Le bénéficiaire d'un raccordement au réseau est le propriétaire du bien-fonds ou de l'installation raccordée aux équipements électriques.
- (2) Dans un regroupement en vue de la consommation propre, la relation contractuelle n'existe également qu'entre le propriétaire foncier et le GRD. Les locataires et les preneurs à bail participants n'ont pas de relation contractuelle avec le GRD pour ce qui est du raccordement au réseau.
- (3) La participation à une communauté électrique locale ne modifie pas la relation contractuelle relative au raccordement au réseau entre chaque membre de la CEL et le GRD.



- (4) D'autre part, des contrats de raccordement au réseau existent aussi entre les propriétaires de réseaux directement raccordés électriquement entre eux.

1.3.3.2 Convention d'exploitation

- (1) En relation avec le raccordement au réseau, il est possible de conclure des conventions d'exploitation pour régler des conditions d'exploitation particulières.
- (2) Les conventions d'exploitation sont passées entre l'utilisateur du réseau (ou dans quelques cas le bénéficiaire d'un raccordement au réseau) et le gestionnaire de réseau (ou dans quelques cas le propriétaire du réseau).
- (3) Il existe d'autres conventions d'exploitation entre les gestionnaires de réseau directement raccordés électriquement entre eux.

1.3.3.3 Contrat pour la fourniture de services-système

- (1) Afin de disposer des services-système nécessaires à la gestion de son réseau, le gestionnaire de réseau conclut des contrats pour la fourniture de services-système avec des RSS.

1.3.4 Relations contractuelles liées aux données de mesure et à la fourniture d'informations

- (1) L'échange de données de mesure (données énergétiques) et de données de base repose sur le Metering Code (MC – CH, document clé concernant la mesure et la mise à disposition des données de mesure), le document d'application pour l'échange standardisé des données de mesure (SDAT – CH et ses annexes) et le contrat de groupe-bilan du CGB, ainsi que les éventuels contrats des consommateurs finaux, des producteurs, des dispositifs de stockage d'électricité et des gestionnaires de réseau. Le changement de fournisseur / producteur est consigné dans le document SDAT – CH.
- (2) Les utilisateurs du réseau sont les propriétaires de leurs données de mesure d'énergie.
- (3) Les données de mesure d'énergie sont échangées dans le cadre du décompte pour les groupes-bilan, de la fourniture d'énergie, de l'utilisation du réseau, du système de rétribution de l'injection SRI, du financement des frais supplémentaires (FFS), de l'établissement et de l'annulation de GO, de la facturation des services-système et des taxes ainsi que du supplément sur les coûts de transport du réseau et la réserve d'électricité de la Confédération.

1.3.5 Bénéficiaires d'un raccordement au réseau de transport

- (1) Les relations contractuelles décrites ci-devant s'appliquent en substance aux bénéficiaires d'un raccordement au réseau de transport.

2. Modèle des groupes-bilans

2.1 Bases du modèle des groupes-bilans

- (1) Les groupes-bilans (GB) sont des unités de mesure et de décompte dans lesquelles un nombre quelconque d'acteurs du marché sont groupés avec leurs points de mesure au sein de la zone de réglage Suisse. Chaque point de mesure (injection ou soutirage) d'un consommateur final, d'un producteur ou



d'une installation de stockage dans la zone de réglage suisse est attribué exactement à un groupe-bilan et à un fournisseur.

- (2) La nécessité de créer des groupes-bilans est la conséquence de la séparation de la fourniture d'énergie de l'utilisation du réseau tout en voulant assurer la sécurité de l'approvisionnement.
- (3) Chaque groupe-bilan est conduit par un responsable de groupe-bilan (RGB), qui doit garantir un bilan toujours le plus équilibré possible de l'énergie et de la puissance dans le groupe-bilan qu'il gère. Les acteurs du marché doivent effectuer leurs opérations commerciales au sein d'un groupe-bilan existant, ou alors créer leur propre groupe-bilan.

2.2 Tâches des acteurs du marché dans le modèle des groupes-bilans

- (1) Les tâches des acteurs du marché dans le cadre du modèle de groupe-bilan sont décrites ci-après.

2.2.1 Tâches du coordinateur des groupes-bilans (CGB)

- (1) En sa qualité de coordinateur de groupe-bilan, la Société nationale du réseau de transport fournit le service de gestion du bilan d'ajustement au profit du RGB. Il est notamment responsable de la gestion des programmes vis-à-vis des groupes-bilans ainsi que de l'équilibre du bilan global de la zone de réglage Suisse. S'il y a une demande de création d'un groupe-bilan, le CGB vérifie que les conditions d'admission soient remplies par le demandeur.
- (2) Dans le cadre de la gestion du programme prévisionnel, le CGB fixe les procédures d'annonce de programme prévisionnel.
- (3) Le CGB compense au moyen d'énergie d'ajustement les différences des groupes-bilans par rapport aux programmes prévisionnels remis par ces derniers.
- (4) Le CGB se procure l'énergie de réglage nécessaire dans le cadre d'une procédure transparente et non discriminatoire.
- (5) Le CGB détermine l'énergie d'ajustement livrée à chaque groupe-bilan et la facture aux RGB.
- (6) Le CGB prend en charge le décompte de l'énergie de réglage au RGB. Il tient alors également compte des demandes d'énergie de réglage. Les conditions se basent sur les prescriptions générales des groupes-bilans.

2.2.2 Tâches du gestionnaire du réseau de transport (GRT)

- (1) La Société nationale du réseau de transport qui assure la fonction de gestionnaire de réseau est responsable de l'acquisition des données de mesure et de l'attribution de points de mesure sur le réseau de transport. Il met à la disposition du RGB, de la Société nationale du réseau de transport dans son rôle de coordinateur des groupes-bilans et du fournisseur les données de mesure nécessaires pour la conduite et le décompte du groupe-bilan. Il veille à l'attribution ordonnée des points de mesure aux groupes-bilans et aux fournisseurs sur le réseau de transport. Pour l'échange des valeurs de mesure nécessaires à la gestion des bilans d'ajustement, le GRT entretient un rapport contractuel avec le fournisseur.



2.2.3 Tâches du responsable de groupe-bilan (RGB)

- (1) Le RGB est tenu, vis-à-vis du CGB, de garantir à tout moment un bilan le plus équilibré possible de l'énergie et de la puissance entre l'injection et la livraison dans son groupe-bilan. Il est également responsable du déroulement correct des programmes prévisionnels.
- (2) Le RGB est en rapport contractuel (contrat de groupe-bilan) avec le CGB. Dans le contrat de groupe-bilan et ses annexes sont traités en particulier la gestion des programmes prévisionnels pour le déroulement des livraisons d'énergie entre groupes-bilan, la gestion des échanges de données nécessaires au décompte de l'énergie d'ajustement à la consommation pour chaque groupe-bilan ainsi que les prix et les conditions de facturation.
- (3) Les règles au sein d'un groupe-bilan entre le responsable de groupe-bilan et la Bourse de l'électricité, le négociant, le fournisseur, le producteur ainsi que l'exploitant de stockage et la structuration du groupe-bilan relèvent de la responsabilité du RGB.
- (4) En cas d'absence d'équilibre du marché (demande d'énergie day-ahead supérieure à l'offre), le RGB annonce les besoins en électricité de réserve pour le lendemain, conformément à l'article 18, al. 2, OIRH.

2.2.4 Tâches du groupe-bilan pour les énergies renouvelables (GB-ER)

- (1) Le groupe-bilan pour les énergies renouvelables comprend les installations soutenues qui ne commercialisent pas elles-mêmes leur énergie.
- (2) Le BG-ER est chargé de vendre le mieux possible sur le marché l'énergie prélevée. Il verse à l'organe d'exécution le prix de référence du marché pour l'électricité prélevée selon le programme prévisionnel.

2.2.5 Tâches du gestionnaire de réseau de distribution (GRD)

- (1) Le GRD est responsable de l'acquisition des données de mesure et de l'attribution de points de mesure sur son réseau de distribution. Il met à la disposition du RGB, du CGB et du fournisseur les données de mesure nécessaires pour la conduite et le décompte du groupe-bilan et veille à l'attribution ordonnée des points de mesure aux divers groupes-bilans et fournisseurs. Pour l'échange des valeurs de mesure nécessaires à la gestion des bilans d'ajustement, le GRD entretient un rapport contractuel avec le CGB et le fournisseur (p. ex. conditions générales).
- (2) Le GRD a par ailleurs d'autres tâches légales, comme l'approvisionnement des consommateurs captifs bénéficiant de l'approvisionnement de base ainsi que l'approvisionnement des consommateurs fixes qui renoncent à l'accès au réseau; il doit alors attribuer ces consommateurs au groupe-bilan correspondant.
- (3) Si un consommateur final libre ne possède aucun contrat de fourniture valable, le GRD lui livre de l'énergie de substitution (approvisionnement de remplacement).
- (4) Le GRD doit reprendre et rétribuer l'énergie produite selon certaines conditions, décrites dans l'OEné.



2.2.6 Tâches des autres acteurs

2.2.6.1 Négociants

- (1) Un négociant se procure de l'énergie et/ou des garanties d'origine auprès de fournisseurs, d'autres négociants ou de la Bourse de l'électricité et la transmet à d'autres négociants, à la Bourse de l'électricité ou à des fournisseurs.
- (2) Ses transactions d'énergie se déroulent à l'aide de programmes prévisionnels par l'intermédiaire de groupes-bilans.

2.2.6.2 Producteurs

- (1) Un producteur exploite une ou plusieurs unités de production et génère ainsi de l'énergie électrique, pour laquelle des garanties d'origine sont établies conformément aux prescriptions légales.
- (2) Certaines règles prévoient que le producteur annonce en temps utile au GRT (éventuellement par l'intermédiaire des responsables de groupes-bilans concernés) les programmes prévisionnels d'engagement de centrales nécessaires au pronostic de la gestion des congestions.

2.2.6.3 Unités de production

- (1) Le gestionnaire de réseau concerné doit être informé au préalable de l'attribution et du changement d'attribution des points de mesure.

2.2.6.4 Fournisseur

- (1) Un fournisseur se procure de l'énergie et, le cas échéant, des garanties d'origine auprès d'un ou de plusieurs négociants et/ou producteurs pour couvrir les besoins de ses consommateurs finaux.
- (2) Chaque fournisseur se voit attribuer les points de mesure de ses clients finaux et des unités de production.

2.2.6.5 Consommateurs finaux

- (1) Le gestionnaire de réseau concerné doit être informé au préalable de l'attribution et du changement d'attribution du point de mesure.

2.2.6.6 Exploitant de stockage

- (1) Un exploitant de stockage soutire des quantités d'électricité, les stocke et peut libérer cette électricité sur le réseau à une date ultérieure. On fait la différence entre installation de stockage avec et sans consommation finale (en général les grands systèmes de stockage).
- (2) Le gestionnaire de réseau concerné doit être informé au préalable de l'attribution et du changement d'attribution vers un fournisseur ou un groupe-bilan.

2.2.6.7 Bourses de l'électricité (Power Exchange, PX)

- (1) Les Bourses de l'électricité fournissent un marché neutre avec une formation des prix transparente pour tous les négociants agréés. Elles réalisent les opérations commerciales via les groupes-bilans.



2.2.6.8 Contrepartie centrale (Central Counterparty, CCP)

- (1) Le CCP intervient entre les parties pour les contrats négociés à la Bourse de l'électricité, par exemple, et agit par conséquent en tant qu'acheteur pour chaque vendeur ou en tant que vendeur pour chaque acheteur.
- (2) Le CCP assume les tâches de compensation.
- (3) Le CCP organise le transport de l'énergie entre différents CCP et/ou via des frontières touchées par des congestions dans le cas de marchés groupés.

2.2.6.9 Responsables de la réserve d'électricité

- (1) Le responsable de la réserve d'électricité est responsable de la conservation et de la mise à disposition de la réserve d'électricité pendant la période de disponibilité.

2.3 Autres documents concernant le modèle des groupes-bilans

- (1) Le document clé concernant le modèle des groupes-bilans est le Balancing Concept⁴ (BC – CH).
- (2) Dans le contexte de la gestion des données de mesure, les exigences du MC – CH sont pertinentes (chapitre 6).
- (3) Par ailleurs, les prescriptions générales et les règles techniques propres aux groupes-bilans édictées par le CGB s'appliquent. Ces documents sont consultables sur www.swissgrid.ch.

3. Modèle d'utilisation du réseau

3.1 Fondements du modèle d'utilisation du réseau

- (1) Le modèle d'utilisation du réseau décrit les règles pour une organisation transparente et non discriminatoire du réseau de transport et des réseaux de distribution. Il définit les aspects commerciaux de l'utilisation du réseau sur le marché suisse de l'électricité et constitue une base pour le calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau, ainsi que pour les droits et les devoirs de tous les participants.
- (2) D'un point de vue économique, la construction d'infrastructure parallèle doit être évitée.

3.1.1 Modèle de soutirage

- (1) Le modèle d'utilisation du réseau s'étend jusqu'au point de fourniture qui fait office de transition entre le réseau et le bénéficiaire d'un raccordement au réseau.
- (2) L'utilisation du réseau est indépendante des différentes relations de livraison d'énergie.
- (3) Le principe de soutirage s'applique aussi bien au réseau de transport qu'au réseau de distribution. Cela signifie que les consommateurs finaux assument les coûts de réseau à travers le versement de

⁴ Le document clé Balancing Concept – CH relève de la responsabilité de la Société nationale du réseau de transport.



la rémunération pour l'utilisation du réseau, celle-ci étant indépendante de la distance. Bien qu'également définies comme consommation finale, l'utilisation du réseau n'est pas facturée pour les applications suivantes:

- exploitation d'installations de stockage simples, sans consommateurs finaux raccordés (p. ex. pompes dans des centrales de pompage-turbinage ou grands systèmes de stockage par batterie),
 - besoins propres des centrales.
- (4) Les installations de stockage avec consommation finale et les installations de conversion de l'électricité en hydrogène, en gaz ou en combustibles synthétiques se voient facturer les frais d'utilisation du réseau. Elles peuvent demander le remboursement de la rémunération pour l'utilisation du réseau payée pour l'électricité prélevée sur le réseau, stockée et réinjectée dans le réseau après stockage ou transformation, pour la partie de l'électricité réinjectée dans le réseau. Conformément à l'OApEI (art. 18), les droits de remboursement qui en résultent sont décrits plus en détail dans les documents de la branche de l'AES MURD et MURT (y compris le cas spécial des installations pilotes et de démonstration).
- (5) Par analogie avec les points (3) et (4), aucuns frais d'utilisation du réseau ne sont facturés quand l'électricité est soutirée (art. 14a LApEI)
- pour les besoins propres d'une centrale électrique,
 - pour l'actionnement de pompes dans les centrales de pompage-turbinage et que la quantité d'électricité produite est ensuite réinjectée dans le réseau 50 Hz ou
 - pour des raisons d'efficacité, l'électricité est produite à partir du réseau 50 Hz plutôt qu'à partir de la centrale de pompage-turbinage elle-même. À condition que cela permette d'éviter un pompage et un turbinage simultanés au sein de la centrale de pompage-turbinage.



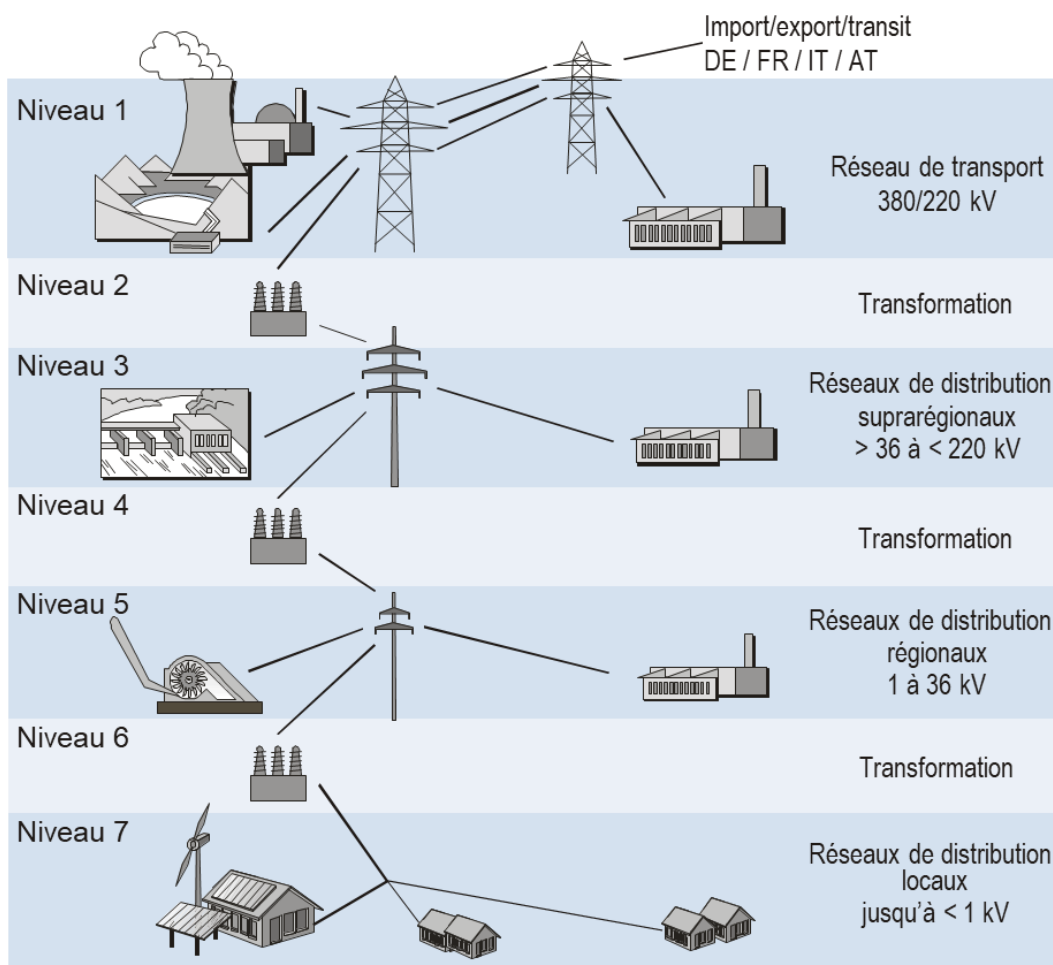


Figure 1 Niveaux de réseau

3.1.2 Répartition en niveaux de réseau

- (1) Pour l'affectation des coûts de réseau, les réseaux de transport et de distribution sont répartis en sept niveaux de réseau (quatre niveaux de ligne et trois niveaux de transformation).
- (2) Le réseau de transport comprend le niveau 1 (en règle générale, celui-ci correspond au réseau 220/380 kV)⁵, le réseau de distribution englobe les niveaux de réseau 2 à 7 (voir la figure 1).
- (3) Cette répartition peut être affinée en vue d'une affectation équitable des coûts selon le principe de causalité.

3.2 Tâches des acteurs du marché dans le modèle d'utilisation du réseau

- (1) Les tâches des acteurs du marché dans le cadre du modèle d'utilisation du réseau sont décrites ci-après. Les acteurs assument également d'autres tâches qui, n'étant pas directement liées à l'utilisation du réseau, ne sont pas énumérées ici.

⁵ L'attribution des éléments de réseau appartenant au réseau de transport est réglée par l'art. 4, al. 1, let. h LApEI.



3.2.1 Gestionnaire du réseau de transport (GRT)

- (1) La Société nationale du réseau de transport est le GRT suisse et est donc propriétaire et exploitante du réseau de transport (art. 18 LApEI).
- (2) Le GRT est responsable de la mise à disposition non discriminatoire du réseau de transport et impute les coûts du réseau de transport, y compris les coûts des systèmes de mesure et d'information conformément au principe de causalité.
- (3) Il assure les relations internationales du réseau électrique suisse, s'occupe de l'utilisation transfrontalière des réseaux et gère les cas de congestions.
- (4) Il est de plus responsable du transport de l'énergie électrique vers les réseaux de distribution, vers les clients finaux directement connectés au réseau de transport, vers les producteurs directement connectés au réseau de transport, ainsi que vers les installations de stockage directement connectées au réseau de distribution, et de la mise à disposition des services-système nécessaires.
- (5) Il est responsable des mesures et de l'information dans le réseau de transport et met les données énergétiques à la disposition des acteurs du marché autorisés.
- (6) Il finance les coûts de la réserve d'électricité par un tarif séparé, facturé de manière analogue aux services-système généraux, ainsi que par les paiements des groupes-bilans selon l'art. 21 al. 1 OIRH et les pénalités contractuelles selon l'art. 5 al. 2 let. g, l'art. 10 al. 2 let. f ou l'art. 15 al. 4 OIRH.
- (7) Dans le cadre des renforcements du réseau de distribution et des lignes de raccordement liés à la production, conformément à l'article 15b de la LApEI, il rembourse notamment les coûts correspondants aux GRD. Il facture à son tour l'ensemble des coûts imputables qui en résultent aux GRD et aux consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport, en fonction de l'énergie électrique soustraite.

3.2.2 Gestionnaire de réseau de distribution

- (1) Le GRD est responsable de la mise à disposition non discriminatoire du réseau de distribution, de la distribution de l'énergie électrique, de la mise à disposition des services-système nécessaires au fonctionnement du réseau de distribution et du calcul des coûts de ce dernier ainsi que ceux des systèmes de mesure et d'information conformément au principe de causalité. Vis-à-vis de son fournisseur amont, le GRD est également un utilisateur du réseau.
- (2) Il est responsable des mesures et de l'information dans le réseau de distribution et met les données énergétiques à la disposition des acteurs du marché autorisés.

3.2.3 GRD en aval et voisins

- (1) Un GRD en aval est un GRD raccordé au réseau de transport ou à un autre réseau de distribution de niveau supérieur. Un GRD voisin est un GRD raccordé horizontalement à un niveau de réseau équivalent. GRD en aval et GRD voisin s'acquittent de la rémunération pour l'utilisation du réseau auprès du gestionnaire de réseau GRD situé en amont.
- (2) Dans le cadre du calcul des coûts avec le GRD en aval et le GRD voisin, il convient de veiller à ne pas appliquer de charge multiple au client final (pancaking).



3.2.4 Réseau de faible envergure

- (1) Le réseau de faible envergure (RFE) sert à la distribution fine d'énergie électrique au sein d'une aire de peu d'étendue au sens de l'art. 4, al. 1, let. a LApEI. Le gestionnaire du réseau de faible envergure est aussi un utilisateur du réseau.
- (2) Dans un RFE, les consommateurs finaux, les producteurs, les exploitants de stockage ou les profils combinés indépendants du gestionnaire de réseau de faible envergure (GRFE) sont raccordés. Le réseau de faible envergure ne dispose d'aucune zone d'approvisionnement attitrée, mais se trouve dans une zone de desserte attribuée à un GRD.
- (3) Le propriétaire du réseau de faible envergure (PRFE) bénéficie d'un raccordement au réseau de distribution compétent. Le PRFE est responsable de la construction et de l'entretien du réseau de faible envergure. Le GRFE exploite et gère le réseau de faible envergure. Les GRFE et les PRFE peuvent être identiques.
- (4) Les RFE ne disposant pas nécessairement de leurs propres installations de production, ils ne satisfont pas obligatoirement aux conditions requises à la création d'un RCP. Si c'est le cas, il est toutefois possible de convertir un RFE en RPC.
- (5) Si les conditions d'une CEL sont remplies, un RFE peut y participer.
- (6) Le GRD est responsable des systèmes de mesure et d'information.
- (7) À la demande du consommateur final, le GRFE doit permettre l'accès au marché ou l'approvisionnement de base par le GRD compétent au sein dudit réseau.
- (8) Pour plus de détails sur les RFE, consultez la recommandation de la branche «Réseaux de faible envergure».

3.2.5 Consommateurs finaux

- (1) Un consommateur final utilise le réseau et est redevable de la rémunération pour l'utilisation du réseau (cf. MURD – CH tableau 5). La rémunération pour la mesure et la rémunération pour l'utilisation de la plateforme de données conformément à la LApEI ne font pas partie de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

3.2.6 Producteurs

- (1) Un producteur est un utilisateur du réseau qui injecte de l'énergie dans ledit réseau. Aucun tarif d'utilisation du réseau ne lui est facturé, mais la rémunération pour la mesure lui est facturée. Le gestionnaire de réseau peut facturer au producteur des coûts pour le soutirage et la fourniture d'énergie réactive.

3.2.7 Exploitant de stockage

- (1) Un exploitant de stockage est un utilisateur du réseau qui prélève de l'énergie électrique du réseau, la stocke temporairement et la réinjecte ultérieurement entièrement⁶ (installation de stockage sans

⁶ Moins les pertes de stockage



consommation finale) ou partiellement (installation de stockage avec consommation finale) dans le réseau.

- (2) En ce qui concerne les rémunérations pour l'utilisation du réseau, des règles spécifiques s'appliquent (voir chapitre 3.1.1), mais le tarif de mesure lui est facturé.

3.2.8 Formes mixtes de consommation finale, de production et de stockage

- (1) On entend par forme mixte un consommateur final en combinaison avec un producteur et/ou un exploitant de stockage. Les CA, le modèle GRD tiré de la pratique, les RCP, les RCP virtuels et les CEL sont des exemples de forme mixte.

3.2.9 Autres documents concernant le modèle d'utilisation du réseau

- (1) Les documents clés concernant les aspects commerciaux du modèle d'utilisation du réseau sont:
 - MURToù modèle d'utilisation des réseaux de transport (MURT – CH)⁷
 - Modèle d'utilisation des réseaux de distribution (MURD – CH)
- (2) Les autres documents sont le document de la branche de l'AES «Réseaux de faible envergure» (RFE – CH), le document de la branche de l'AES «Communautés électriques locales» (CEL), le document de la branche de l'AES «Manuel sur la réglementation de la consommation propre» (MRCP – CH) et le document de la branche de l'AES «Manuel Dispositifs de stockage d'électricité» (MDS – CH).

4. Raccordement au réseau et exploitation du réseau

4.1 Fondements du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau

- (1) Des règles portant sur les fondements techniques et organisationnels liés à l'exploitation ainsi qu'au raccordement au réseau de transport et aux réseaux de distribution sont nécessaires à une exploitation régulière. Elles sont définies dans les documents d'application.
- (2) L'exploitation du réseau rassemble l'ensemble des tâches du GRT ou du GRD pour la planification et la gestion de l'exploitation du réseau ainsi que pour l'extension et l'entretien du réseau.
- (3) Les bénéficiaires d'un raccordement au réseau doivent satisfaire aux exigences techniques nécessaires. Celles-ci figurent notamment dans les documents de la branche de l'AES mentionnés au point 4.3. Les exigences techniques doivent être réglées dans les contrats correspondants passés entre les parties.

4.2 Tâches des acteurs du marché dans le cadre du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau

- (1) Les tâches des acteurs du marché dans le cadre du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau sont décrites ci-après.

⁷ Le document clé MURT – CH est sous la responsabilité de la Société nationale du réseau de transport.



4.2.1 Gestionnaire du réseau de transport (GRT)

- (1) Le GRT est responsable de la gestion du réseau suisse de transport avec comme but une exploitation non discriminatoire, sûre et performante tout en respectant les grandeurs limites techniques et les règles techniques en vigueur.
- (2) Pour ce faire, le GRT coordonne et dirige aussi en particulier les activités y référentes des gestionnaires d'installations, des GRD, des consommateurs finaux raccordés au réseau de transport, du fournisseur de services-système et des RGB. Il est autorisé à leur donner des ordres impératifs pour tout ce qui touche à l'exploitation du réseau de transport.
- (3) Le GRT est responsable de l'acquisition et de la mise en œuvre des services-système.

4.2.2 Propriétaire du réseau de transport (PRT)

- (1) Le PRT est responsable de la planification, de l'extension, de l'entretien, de la maintenance et du démantèlement des installations en sa possession et qui constituent une part du réseau de transport suisse.
- (2) Le PRT définit les exigences relatives au raccordement au réseau de transport et s'assure qu'elles sont respectées.
- (3) De plus, le PRT est du raccordement au réseau de transport suisse des installations de propriétaires de réseaux de distribution (PRD), de producteurs, de consommateurs finaux, d'exploitant de stockage et de réseaux de transport étrangers.
- (4) Le PRT assure la capacité et l'interopérabilité de son réseau.

4.2.3 Gestionnaire de réseau de distribution

- (1) Le GRD a pour tâches d'assurer une exploitation sûre, performante et efficace du réseau de distribution. De plus, il raccorde les bénéficiaires d'un raccordement au réseau à son réseau et rend l'utilisation du réseau possible à ses utilisateurs.

4.2.4 Propriétaire de réseau de distribution (PRD)

- (1) Le PRD est responsable de la planification, de la construction et de la maintenance des installations de réseau de distribution en sa possession. Le PRD est de plus responsable du raccordement au réseau de distribution des installations d'autres PRD, des producteurs des consommateurs finaux et des exploitants de stockage d'électricité.

4.2.5 Bénéficiaires d'un raccordement au réseau

- (1) Les bénéficiaires d'un raccordement au réseau sont les propriétaires des biens-fonds et des installations incluant des équipements électriques qui sont raccordés au réseau.
- (2) Le bénéficiaire d'un raccordement au réseau verse les rémunérations prévues pour le raccordement au réseau.



4.2.6 Producteurs

- (1) Un producteur est propriétaire d'une ou de plusieurs centrales de production ou de part de centrales. Le producteur peut confier la gestion d'une centrale à un gestionnaire de centrales.

4.2.7 Exploitant de stockage

- (1) Un exploitant de stockage exploite un système de stockage avec ou sans consommation finale.
- (2) Pour le raccordement, une contribution de raccordement au réseau est perçue auprès de l'exploitant de stockage.
- (3) Pour le raccordement, le gestionnaire de réseau de distribution peut demander à l'exploitant de réseau de stockage une contribution aux coûts du réseau (CCR) pour la mise à disposition de la puissance pour le prélèvement sur le réseau.

4.2.8 Responsable de services-système (RSS)

- (1) Un responsable de services-système fournit des services-système à la demande d'un gestionnaire de réseau.

4.3 Autres documents concernant le raccordement au réseau et l'exploitation du réseau

- (1) Les documents clés touchant aux aspects techniques du raccordement au réseau et de l'exploitation du réseau sont:
 - Distribution Code (DC – CH)
 - Transmission Code (TC – CH)
 - Prescriptions des distributeurs d'électricité (PDIE) (conditions techniques de raccordement, CTR)
 - Recommandation Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution) (NA/RR – CH)
 - Recommandation pour le raccordement au réseau des installations de production d'énergie (RR/IPE)

5. Système de mesure et processus d'information

5.1 Fondements de la mise à disposition des données de mesure

- (1) La mesure des données énergétiques aux points de raccordement au réseau des consommateurs finaux, des producteurs, des dispositifs de stockage d'électricité et entre les réseaux, et la mise à disposition des données de mesure aux acteurs du marché habilités constituent la base du décompte énergétique, du décompte de l'utilisation du réseau et, avec les programmes prévisionnels, du décompte pour les groupes-bilan. De même, le calcul du supplément réseau, des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques, des coûts de la réserve d'électricité conformément à l'art. 8a LApEI, ainsi que les coûts en rapport avec les renforcements du réseau de distribution et des lignes de raccordement, la répartition des coûts liés aux services-système et le calcul des garanties d'origine sont également fondés sur ces données de mesure.



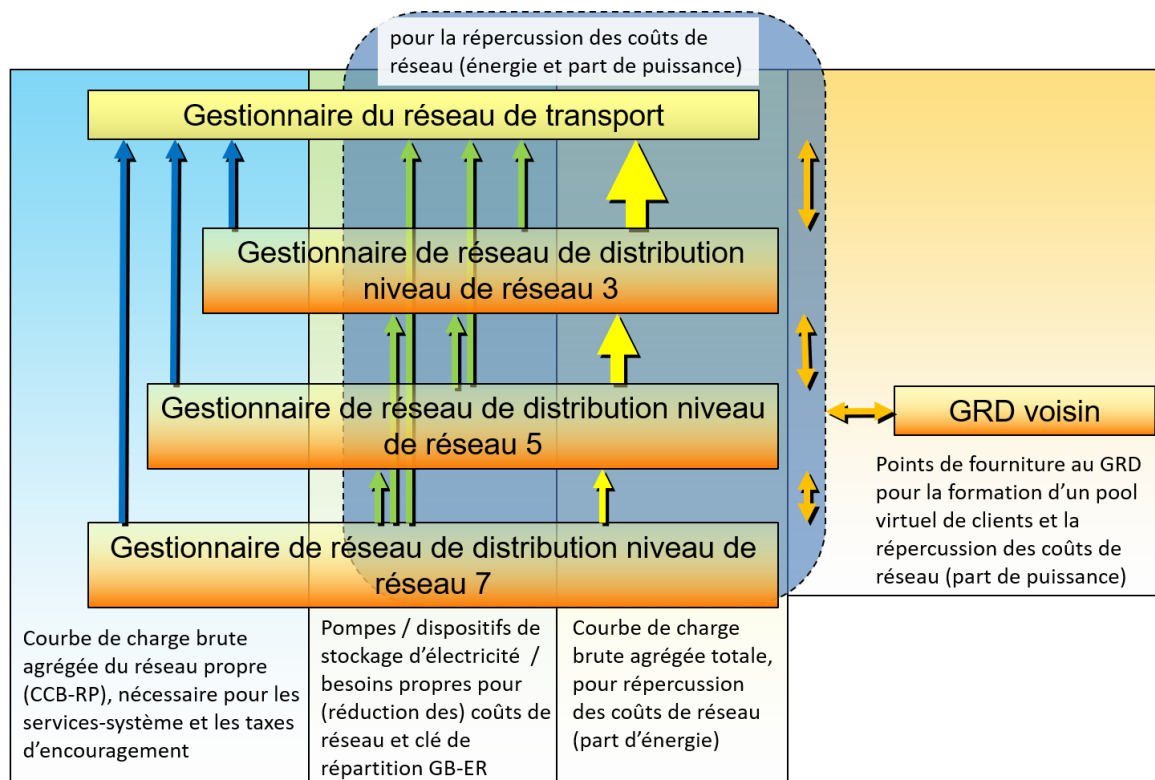


Figure 2 Échange des données de mesure pour la répercussion / la répartition des coûts de réseau

- (2) L'échange de données de mesure entre les gestionnaires de réseau, les fournisseurs et les groupes-bilans s'effectue sur des périodes de mesure d'un quart d'heure. L'envoi des données de mesure non plausibilisées a lieu quotidiennement et l'envoi des données de mesure plausibilisées mensuellement.
- (3) Pour les consommateurs finaux et les producteurs sans mesure de la courbe de charge, le gestionnaire de réseau détermine les périodes de mesure. Conformément à l'art. 8d OApEI, le gestionnaire de réseau peut consulter les données de mesure une fois par jour au maximum, sauf si les consommateurs finaux consentent à une consultation plus fréquente.
- (4) Conformément à l'art. 17a OApEI, le gestionnaires de réseau est responsable du système de mesure et des processus d'information (échange des données de mesure).

5.2 Tâches des acteurs du marché en relation avec la mise à disposition des données de mesure

- (1) Les tâches des acteurs du marché dans le cadre de la mise à disposition des données de mesure sont décrites ci-après. Le contenu de ces tâches porte sur des prescriptions de l'OApEI, qui définissent les bases pour le système de mesure et les processus d'information.

5.2.1 Tâches des gestionnaires de réseau (GRT et GRD)

- (1) Les gestionnaires de réseau définissent des directives transparentes et non discriminatoires pour la mesure et les processus d'information, notamment en ce qui concerne les obligations des parties concernées, le calendrier, la forme et la qualité des données à transmettre ainsi que l'échange de données via la plateforme centrale de données.
- (2) Le gestionnaire de réseau est l'administrateur fiduciaire de données des clients / partenaires contractuels. Conformément à l'art. 8d, al. 5 OApEI, il est également tenu de garantir le respect des bases légales relatives à la protection et à la sécurité des données. Le gestionnaire de réseau s'assure qu'il développe des connaissances suffisantes dans les domaines de l'informatique, de la cybersécurité et de la protection des données, ou qu'il les obtienne par l'intermédiaire de prestataires de services, afin de garantir les standards nécessaires dans la collaboration et les échanges avec la plateforme centrale de données.
- (3) Dans le cadre de ces fonctions, il est responsable des appareils de mesure correspondants et doit veiller au respect des prescriptions d'étalonnage.
- (4) Il a l'obligation d'acquérir et d'agrégier les données, ainsi que de les transmettre à la plateforme de données aux acteurs du marché habilités conformément aux prescriptions des documents de la branche de l'AES.
- (5) Il est autorisé à transmettre ces données au GRT et au GRD à des fins de planification et pour l'exploitation du réseau. Sur demande, il doit les mettre à disposition du ou des PRD concerné(s).

5.2.2 Tâches de la plateforme centrale de données

- (1) Conformément à l'art. 8h OApEI, l'opérateur de la plateforme de données garantit un fonctionnement sûr, performant et efficace de la plateforme centrale de données. Il est notamment tenu de veiller au contenu permanent de la technique d'information et de communication correspondante et, si nécessaire, à son évolution technologique.
- (2) En collaboration avec l'opérateur de la plateforme de données, l'AES développe des processus entièrement numérisés. Les détails concernant l'échange de données via la plateforme centrale de données sont réglés dans le document de la branche de l'AES «Plateforme de données» (en cours d'élaboration).

5.2.3 Obligation de fourniture des données des gestionnaires de réseau

- (1) Dans le délai prévu, les gestionnaires de réseau en amont reçoivent de la part du gestionnaire de réseau la courbe de charge brute agrégée totale de leur réseau et de ceux situés en aval.
- (2) L'utilisateur de réseau est propriétaire des données de mesure et peut exiger du gestionnaire de réseau la fourniture gratuite de ses données au format EBIX. De plus, conformément à l'art. 8a ^{quinquies}



OApEI, il doit offrir au consommateur final une interface via laquelle ce dernier peut se procurer lui-même les valeurs de mesure.

- (3) Le responsable de groupe-bilan (RGB) reçoit de la part du gestionnaire de réseau les agrégats de groupes-bilan de toutes les installations de mesure attribués à ses groupes-bilan sous la forme d'une courbe de charge agrégée (CCA) et d'une courbe d'injection agrégée (CIA), différenciée par fournisseur.
- (4) Le fournisseur reçoit de la part du gestionnaire de réseau les courbes de charge / courbes d'injection des consommateurs finaux / unités de production qui lui sont attribuées, ainsi que son agrégat de fournisseur sous la forme d'une CCA et d'une CIA.
- (5) Le coordinateur des groupes-bilan (CGB) reçoit de la part du gestionnaire de réseau les agrégats de groupes-bilan sous la forme d'une CCA et d'une CIA, ainsi que la courbe de charge brute agrégée et la courbe de charge brute totale.
- (6) Le GRT reçoit du GRD directement raccordé au réseau de transport, pour chaque point de mesure aux points de transfert du réseau de transport, les chroniques agrégées donnant droit à des déductions pour la détermination du soutirage net du réseau de transport ainsi que la courbe de charge brute de son propre réseau pour la facturation des tarifs SDL (services-système), du supplément réseau conformément à l'art. 35 LEn (encouragement des énergies renouvelables), de la réserve d'électricité conformément à l'art. 23 OIRH, des coûts résultant des renforcements du réseau et du renforcement des lignes de raccordement dans le réseau de distribution selon l'art. 15b LApEI ainsi que les coûts particuliers du réseau de transport en rapport avec la sécurité d'approvisionnement selon la LApEI.
- (7) Le gestionnaire de réseau fournit les données de production des installations bénéficiant du SRI et du FFS, ainsi que des installations enregistrées dans le système des GO à l'organe d'exécution, qui établit également les GO.

5.2.4 Responsable de groupe-bilan (RGB)

- (1) Le RGB reçoit les agrégats de groupes-bilans de tous les points de mesure attribués à ses groupes-bilans sous la forme d'une CCA et d'une CIA, différenciés par fournisseur.

5.2.5 Fournisseur

- (1) Le fournisseur reçoit les courbes de charge / courbes d'injection des consommateurs finaux, des unités de production et de stockage qu'il approvisionne, ainsi que son agrégat de fournisseur sous la forme d'une CCA et d'une CIA.

5.2.6 Gestionnaire du réseau de transport (GRT)

- (1) En tant que coordinateur des groupes-bilans, le GRT reçoit les agrégats de groupes-bilans sous la forme d'une CCA et d'une CIA, ainsi que la courbe de charge brute agrégée et la courbe de charge brute totale.
- (2) De plus, le GRT reçoit les courbes de charge individuelle suivante:
 - pour les dispositifs de stockage d'électricité,
 - pour les pompes de centrales de pompage-turbinage,



- pour la consommation propre des producteurs,
- pour les convertisseurs de fréquence n'étant pas exploités en tant que consommateurs finaux.

5.2.7 Organe d'exécution

- (1) L'organe d'exécution reçoit et traite les données de production des installations bénéficiant du SRI et du FFS, ainsi que celles enregistrées dans le système des GO.

5.2.8 Systèmes de mesure intelligents

- (1) Pour le système de mesure et les processus d'information, les gestionnaires de réseau doivent installer des systèmes de mesure intelligents auprès de 80 % des consommateurs finaux et des producteurs d'ici au 31 décembre 2027.

5.3 Autres documents concernant l'échange des données de mesure

5.3.1 Document clé et document d'application

- (1) Le document clé pour les aspects techniques de la mise à disposition des données de mesure est le MC – CH.
- (2) Le document d'application qui l'accompagne, SDAT – CH, ainsi que toutes ses annexes, définit l'échange des données et les procédures lors de changements.



Annexe 1: Vue d'ensemble des directives des gestionnaires de réseau

Le tableau suivant est une vue d'ensemble des paragraphes des documents de la branche de l'AES répondant sous la forme d'une directive aux articles de l'ordonnance.

Article de l'OApEI	Contenu des directives selon l'OApEI	Directive des gestionnaires de réseau
7, Al. 2	Art. 7 Comptes annuels et comptabilité analytique ² Les gestionnaires et les propriétaires de réseau définissent une méthode uniforme de comptabilité analytique et édictent des directives transparentes à ce sujet.	Le schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de GRD en Suisse (SCCD – CH) représente la directive de la branche pour une méthode de comptabilité analytique uniforme.
8, Al. 2	Art. 8b, al. 2 ² Ils fixent à cette fin des directives transparentes et non discriminatoires, régissant en particulier les obligations des acteurs concernés ainsi que le déroulement chronologique et la forme des données à communiquer. Ces directives doivent prévoir la possibilité, pour les tiers, de participer, avec l'accord du gestionnaire de réseau, à la fourniture de prestations dans le cadre du système de mesure et d'information.	Mesure: Metering Code (MC – CH): Mesures pour la facturation Procédures d'information: Échange de données standardisé pour le marché suisse de l'électricité (SDAT – CH) Balancing Concept (BC – CH)
8a	Art. 8a Coûts d'exploitation imputables ¹ Les coûts des prestations directement liées aux systèmes de mesure sont considérés comme des coûts d'exploitation. Il s'agit en particulier: a. des coûts d'installation, d'exploitation et d'entretien des instruments de mesure; b. des coûts de saisie, de traitement et de transmission des données de mesure; c. des coûts liés à l'utilisation de la plateforme conformément à l'art. 17i, al. 3, LApEI; d. des coûts administratifs attribuables aux systèmes de mesure. ² Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires sur la manière de déterminer les coûts d'exploitation.	Mise à disposition des données de mesure (processus M2D): MC – CH. Coûts des systèmes de mesure et d'information: Modèle d'utilisation des réseaux de distribution (MURD – CH) SCCD – CH
8a bis	Art. 8a bis Coûts de capital imputables ⁴ Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant les durées d'utilisation uniformes et appropriées des différentes installations nécessaires à la mesure.	SCCD – CH
8b	Art. 8b Vérification de la sécurité des données	Directives et exigences pour la mise en œuvre d'un contrôle de la sécurité des données (RL-DSP)

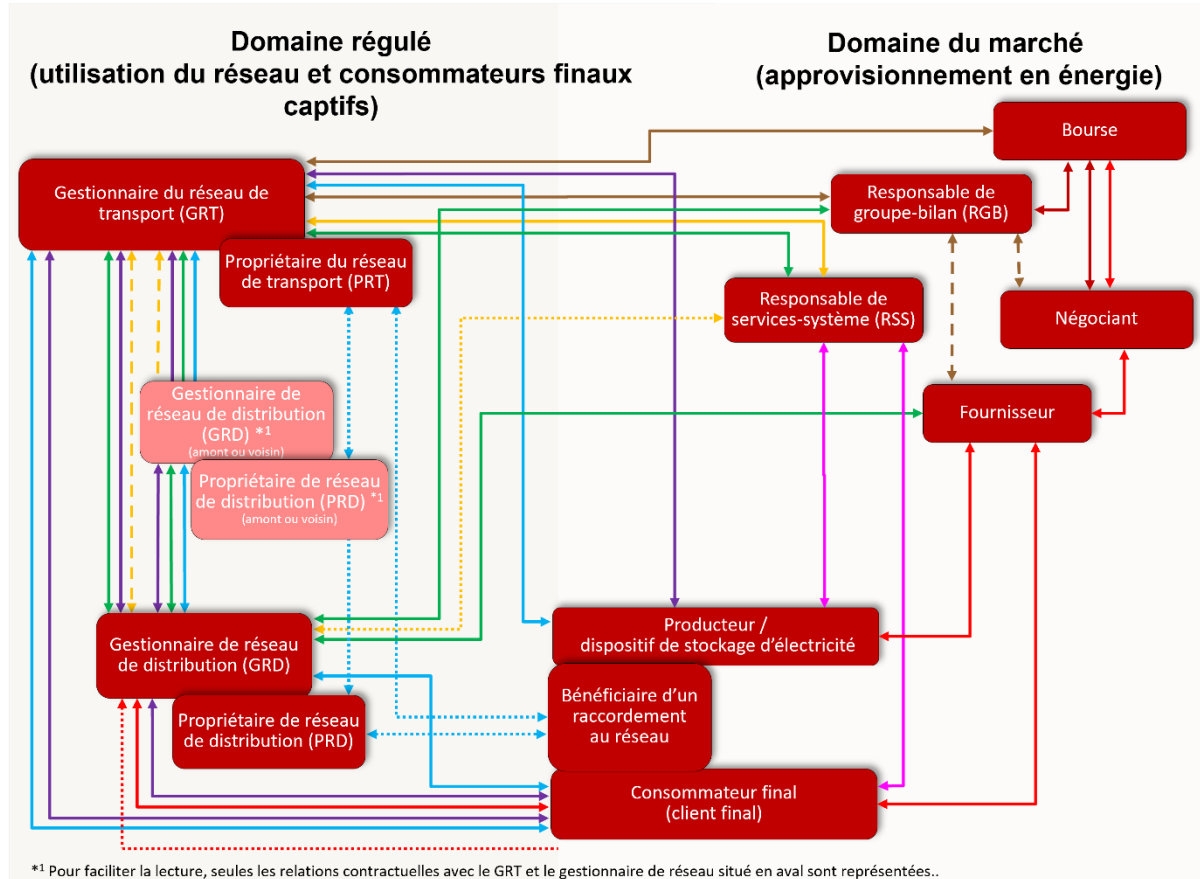


Article de l'OApEI	Contenu des directives selon l'OApEI	Directive des gestionnaires de réseau
	² Sur la base d'une analyse des besoins de protection effectuée par l'OFEN, les gestionnaires de réseau et les fabricants établissent pour cette vérification des directives définissant les éléments à vérifier, les exigences auxquelles ces derniers doivent répondre et les modalités de la vérification.	
8e	Art. 8e Processus d'information ¹ Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires relatives aux systèmes de mesure et aux processus d'information des règles régissant en particulier les obligations des acteurs concernés et le déroulement chronologique, la forme et la qualité des données à communiquer, ainsi que l'échange de données par l'intermédiaire de la plateforme centrale.	MC – CH. SDAT – CH Plateforme de données (en cours)
12, Al. 2	Art. 12 Coûts d'exploitation imputables ² Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes, uniformes et non discriminatoires sur la manière de déterminer les coûts d'exploitation.	MURD – CH SCCD – CH
13, Al. 1	Art. 13 Coûts de capital imputables ¹ Les gestionnaires de réseau fixent, dans des directives transparentes et non discriminatoires, des règles régissant les durées d'utilisation uniformes et appropriées des différentes installations et de leurs composants.	SCCD – CH
17	Art. 17 Imputation des coûts entre réseaux et détermination de la puissance maximale Les gestionnaires de réseau fixent des directives transparentes et non discriminatoires qui régissent l'imputation des coûts entre les réseaux de même niveau directement reliés entre eux et la détermination uniforme de la moyenne annuelle de puissance maximale mensuelle effective.	MURD – CH
23, Al. 2	Art. 23 Groupes-bilans ² La Société nationale du réseau de transport fixe dans des directives les exigences minimales applicables aux groupes-bilan ^s , selon des critères transparents et non discriminatoires. Elle le fait en tenant compte des besoins des petits groupes-bilans.	Le BC – CH est avec les documents d'application correspondant la directive instaurant les conditions minimales à respecter pour former un groupe-bilan. Les clauses contractuelles découlent du contrat de groupe-bilan.

Tableau 1 Liste des directives selon l'art. 27, al. 4 OApEI



Annexe 2: Principales relations contractuelles



Légende

- Contrat de fourniture d'énergie (contrat ouvert)
- ...→ Contrat (ou convention) d'approvisionnement de base pour la fourniture d'énergie
- ...→ Contrat de groupe-bilan
- ...→ Contrat d'appartenance à un groupe-bilan
- ...→ Contrat d'utilisation du réseau
- ...→ Contrat de raccordement au réseau
- ...→ Conventions d'exploitation
- ...→ Fourniture de services-système au GRT
- ...→ Facturation des services-système du GRT aux GRD
- ...→ Fourniture de services-système au GRD (part de coûts d'exploitation du GRD)
- ...→ Livraison / Contrats de livraison de données énergétiques
- ...→ Contrat en Bourse
- ...→ Contrat de fourniture de services-système par le producteur et le consommateur final

Figure 3: Principales relations contractuelles entre les acteurs du marché

	GRT	PRT	GRD (au NR 1)	PRD (au NR 1)	GRD (aval)	PRD (en aval)	Bénéficiaires d' un raccordement au réseau	Producteur / installation de stockage sans consommation finale	Consommateur final / stockage avec consommation finale	Fournisseur AB	Fournisseur marché	Négociant	RGB	Bourses de l' électricité	RSS
GRT			5, 7 9, 11		7, 9 11			7	5 7				3	3	8 11
PRT				6			6								
GRD (au NR 1)	5, 7 9, 11				5, 7 11										
PRD (au NR 1)		6				6									
GRD (aval)	7, 9 11		5, 7 11					7	1, 5 7	2 11	11		11		10
PRD (en aval)				6			6								
Bénéficiaires d'un raccordement au réseau		6				6									
Producteur / installation de stockage sans consommation finale	7				7					1	1				13
Consommateur final / stockage avec consommation finale	5 7				1, 5 7					1	1				13
Fournisseur Approvisionnement de base					2 11			1	1			1	4		
Fournisseur marché					11			1	1			1	4		
Négociant										1	1		4	1 12	
RGB	3				11					4	4	4		12	
Bourses de l'électricité	3											1 12	12		
RSS	8 11				10			13	13						

Tableau 2: Principales relations contractuelles entre les acteurs du marché

- 1.) Contrat de fourniture d'énergie
- 2.) Contrat (ou convention) d'approvisionnement de base pour la fourniture d'énergie
- 3.) Contrat de groupe-bilan
- 4.) Contrat d'appartenance à un groupe-bilan
- 5.) Contrat d'utilisation du réseau
- 6.) Contrat de raccordement au réseau
- 7.) Conventions d'exploitation
- 8.) Fourniture de services-système au GRT
- 9.) Facturation des services-système du GRT aux GRD
- 10.) Fourniture de services-système au GRD (part de coûts d'exploitation du GRD)
- 11.) Livraison / contrats de livraison de données énergétiques
- 12.) Contrat en Bourse
- 13.) Contrat de fourniture de services-système par le producteur et le consommateur final

