

Recommandation de la branche pour le marché
suisse de l'électricité

Modèle d'utilisation du réseau suisse de transport

Bases pour l'utilisation du réseau au niveau du
réseau de transport de la Suisse

swissgrid

MURT – CH 2022

VSE
AES

Impressum et contact

Éditeur

Swissgrid SA
Bleichemattstrasse 31
CH-5001 Aarau
Téléphone +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Auteurs de la première édition

Peter Betz	AES
Gilbert Friedli	EOS
Werner Graber	NOK
Stephan Heim	BKW
Thomas Marti	NOK
Paul Niggli	CKW
Michael Roth	ewz
Bernhard Sander	NOK
Stefan Witschi	BKW
Heinrich Zimmermann	Atel

Responsable du GT MUR-T

Conseil et mise en œuvre

Conférence suisse des directeurs d'exploitation (CSDE)

Auteurs (révision de 2007)

Werner Graber	NOK
Peter Imfeld	CKW
Michael Roth	ewz
Daniel Schalch	Swissgrid
Stefan Witschi	BKW

Responsable du projet MUR MUNCH

Auteurs (nouvelle version de 2013)

Andreas Beer	Repower
Stefan Bühler	Swissgrid
Tony Bürge	TB Glaris Nord
Werner Graber	Axpo Netze AG
Daniel Koch	CFF
Jean-Michel Notz	AES
Stefan Rätz	ewz
Stefan Witschi	BKW

Responsable GT MURT

Autrice et Auteurs (nouvelle version de 2022)

Stefan Bühler	Swissgrid SA
Philipp Schütt	Axpo Grid AG
Bastian Seiler	Réseaux de distribution ewz
Olivier Stössel	AES
Marlene Süss	BKW Energie SA

Responsable GT MURT



Chronologie

Août 2004	Adoption du cahier des charges et mise en œuvre des travaux
14 décembre 2004	Finalisation du projet MUR-T
28 avril 2005	Adoption de MUR-T par la CSDE
9 juin 2005	Adoption du MUR-T par la direction de <i>swisselectric</i>
30 août 2005	Version texte du MUR-T transmise à l'AES
Nov. à déc. 2005	Adaptations, rédaction finale et publication par AES
Octobre 2007	Révision liée à la LApEI et au projet MUNCH
5 décembre 2007	Approbation par le comité de l'AES
Automne 2011	Révision générale/nouvelle version
Hiver 2011/2012	Consultations internes Swissgrid et AES NeNuKo
Printemps 2012	Consultation de la branche et consultation des représentants des consommateurs finaux et des producteurs selon l'art. 27, al. 4, OApEI
Été 2012	Correction, rédaction finale
Automne 2012	Adoption du document par Swissgrid (Direction/CA)
5 décembre 2012	Décision du Comité AES et donc adoption du MUR-T – CH 2013 en tant que document de la branche
Mars à juin 2021	Révision du MUR-T – CH
26 avril 2022	Approbation par le conseil d'administration de Swissgrid
11 mai 2022	Décision du Comité de l'AES d'adopter le MUR-T – CH 2022 en tant que document de la branche

Responsabilité de la commission

Swissgrid est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.

Imprimé n° 1001/f, édition 2022

Copyright

© Swissgrid SA

Tous droits réservés. L'utilisation de ces documents à des fins commerciales n'est autorisée qu'avec l'accord de Swissgrid, moyennant rémunération. Toute copie, toute distribution ou toute utilisation autre qu'à des fins personnelles de ces documents par une personne n'étant pas le destinataire est interdite. Swissgrid et l'AES déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis conformément au processus d'évolution prévu.

Égalité linguistique des sexes

Le document révisé a été rédigé selon le guide de formulation non sexiste de la Chancellerie fédérale afin qu'aucune discrimination au niveau du langage n'existe entre les femmes et les hommes. La forme féminine et la forme masculine ont été utilisées à des fins de lisibilité, quelle que soit la forme juridique d'une entreprise. Merci de votre compréhension.



Table des matières

Avant-propos	6
Champ d'application du document	7
Introduction	8
1. Caractéristiques principales du modèle d'utilisation	8
1.1 Principes.....	8
2. Organisation de l'utilisation du réseau de transport.....	9
2.1 Tâches des acteurs du MURT – CH	9
2.1.1 Gestionnaire de réseau de transport	9
2.1.2 Autres acteurs.....	10
2.2 Relations juridiques liées à l'utilisation du réseau de transport	10
2.2.1 Utilisation du réseau	11
2.2.1.1 Principe	11
2.2.1.2 Mutations de points de raccordement	11
3. Limites du réseau de transport.....	12
3.1 Modèle des niveaux de réseau	12
3.2 Limites de propriété dans le réseau de transport.....	12
3.3 Imputation des coûts pour les équipements utilisés conjointement avec le réseau de transport	13
4. Affectation des coûts imputables dans le réseau de transport aux éléments tarifaires.....	13
4.1 Affectation des coûts	13
4.2 Écarts de couverture des exercices précédents	13
5. Unités d'imputation et tarifs	13
5.1 Gestionnaires de réseau de distribution et consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport	13
5.1.1 Éléments tarifaires	13
5.1.2 Utilisation du réseau	14
5.1.2.1 Composante de puissance	14
5.1.2.2 Composante de travail.....	15
5.1.2.3 Composante de base.....	16
5.1.2.4 Traitement des raccordements de secours au réseau de transport et des raccordements inactifs déconnectés de manière durable du réseau de transport ..	18
5.1.3 Services-système individuels.....	18
5.1.3.1 Éléments tarifaires	18
5.1.3.2 Tarif des pertes actives.....	19
5.1.3.3 Tarif de l'énergie réactive	19
5.2 Tous les gestionnaires de réseau de distribution ainsi que les consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport avec ou sans production propre.....	21
5.2.1 Éléments tarifaires	21
5.2.2 Services-système généraux	21
5.2.2.1 Quantité d'énergie déterminante	21
5.2.2.2 Calcul des tarifs des services-système généraux	22
5.2.2.3 Facturation des services-système généraux	22
5.2.3 Supplément.....	22
5.2.4 Pertes sur débiteurs.....	23
5.3 Groupes-bilan.....	23



5.4	Dérogations concernant l'accès au réseau (Merchant Lines).....	23
5.4.1	Éléments tarifaires	24
5.4.2	Services-système généraux et service-système individuel pour les pertes actives.....	24
5.5	Gestionnaires de réseau de distribution transfrontaliers	24
5.5.1	Obligations des gestionnaires de réseau de distribution transfrontaliers	24
6.	Facturation	24
6.1	Principes.....	24
6.2	Obligations de publication concernant la facturation	25
	Annexe 1: Détermination du facteur K	26

Liste des figures

Figure 1: facteur K en fonction de l'injection et du soutirage

17



Avant-propos

Le présent document est un document de la branche de l'AES. Il fait partie d'une réglementation complète relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche comportent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche qui concernent l'utilisation des marchés de l'électricité et l'organisation du commerce 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).

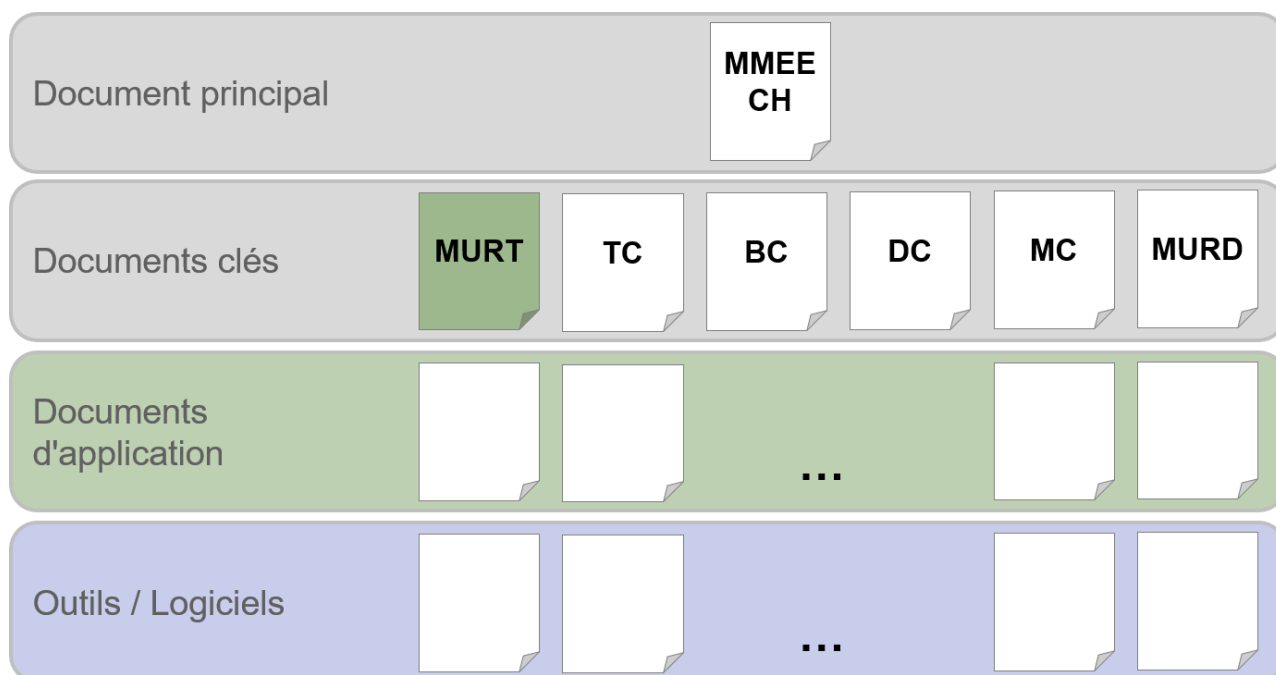
Les documents de la branche sont rédigés par des spécialistes de cette dernière selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

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

Le présent document, Modèle d'utilisation du réseau de transport suisse, est un document clé.

Structure du document



Champ d'application du document

La publication du MURT – CH est assortie des possibilités et restrictions d'utilisation suivantes:

- Le MURT – CH sert de guide pour l'utilisation du réseau de transport.
- Le MURT – CH décrit la détermination et la facturation de la rétribution pour l'utilisation du réseau de transport. La société nationale du réseau de transport publie les tarifs d'utilisation du réseau de transport.
- Les principes et les exigences techniques concernant l'exploitation et l'utilisation du réseau suisse de transport sont définis dans le «Transmission Code».
- Les règles commerciales de raccordement au réseau sont décrites parmi d'autres points dans l'annexe au contrat de raccordement au réseau, «Conditions générales pour le raccordement au réseau de transport suisse (CGRR)».
- Le MURT – CH se base sur la jurisprudence actuelle en date du 26 avril 2022.
Si la législation est modifiée après la publication du présent document, les lois, les ordonnances, les décisions ou les directives (en particulier de l'EiCom) prévalent par rapport à ses dispositions, le cas échéant. Dans le cas où une modification du document s'avérerait nécessaire après la rédaction finale du fait de dispositions légales modifiées, d'une décision du tribunal ou d'une décision de l'autorité de régulation (par exemple au sujet de la prise en charge des coûts, du raccordement au réseau, etc.), elle serait prise en compte au plus tard dans la révision suivante du MURT – CH. Si besoin, un feuillet complémentaire informant des modifications serait établi et publié.



Introduction

Le présent modèle d'utilisation du réseau de transport suisse (MURT – CH) est la base de l'utilisation du réseau de transport et a pour vocation de servir de guide en la matière. En ce sens, il ne se limite pas à décrire les aspects concrets de l'utilisation du réseau, mais s'intéresse également à la chaîne allant des différents coûts aux positions tarifaires pour les divers utilisateurs du réseau de transport, en passant par les principes de facturation.

Le MURT – CH précise les prescriptions de la LApEI et de l'OApEI conformément au principe de subsidiarité.

1. Caractéristiques principales du modèle d'utilisation

1.1 Principes

- Le modèle est non discriminatoire, transparent et il respecte le principe de causalité.
- Le modèle utilisé est un modèle de points de raccordement indépendant de la distance, avec prise en charge des coûts du réseau par utilisateur soutirant de l'énergie (ci-après «modèle du point de raccordement»).
- Les coûts du réseau de transport (RT) sont en général facturés aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD) ainsi qu'aux consommatrices et consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport.
- La production supporte les frais qu'elle occasionne directement (par exemple énergie réactive).
- Aucune rétribution n'est prélevée pour l'utilisation du réseau de transport pour l'énergie soutirée par des pompes des centrales de pompage-turbinage, les dispositifs de stockage d'électricité simple (c'est-à-dire les dispositifs de stockage d'électricité sans consommation finale), les convertisseurs de fréquence¹ qui ne sont pas exploités en tant que consommateurs finaux ou les besoins propres des centrales électriques, des dispositifs de stockage d'électricité simple et des convertisseurs de fréquence qui ne sont pas exploités en tant que consommateurs finaux.
- Le tarif d'utilisation du réseau de transport est établi selon une structure tarifaire à trois niveaux fondée sur la composante «puissance» (base puissance nette, 60%), la composante «travail» (base énergie brute, 30%) et un tarif de base fixe par point de raccordement pondéré (10%) (art. 15, al. 3, OApEI).
- Afin de répartir la charge d'exploitation de manière optimale sur le réseau de transport, la société nationale du réseau de transport est habilitée à modifier sa structure tarifaire dans le cadre des dispositions légales (art. 14, LApEI), par exemple en utilisant des tarifs variables selon les plages horaires.
- Des tarifs uniformes sont appliqués sur le réseau de transport pour l'utilisation du réseau, pour les services-système individuels (SDL individuels) tels que les pertes actives et l'énergie réactive, ainsi que pour les services-système généraux (SDL généraux) dans l'ensemble de la zone de réglage suisse.
- La société nationale du réseau de transport applique la rétribution prévue dans le cadre de la compensation ITC² (pour les pertes actives et l'infrastructure) pour la couverture des coûts imputables du réseau de transport, après déduction de la taxe de surveillance selon l'art. 14, al. 2, OApEI.

¹ Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est considéré comme un consommateur final au sens de l'art. 4, al. 1, let. b, LApEI et de l'OApEI. Un convertisseur de fréquence dans une centrale à 50 Hz n'est pas considéré comme un consommateur final pour la part de l'électricité que la centrale à 50 Hz: a. produit et injecte simultanément dans le réseau à 16,7 Hz dans une unité économique située sur le même site; b. soutire pour ses propres besoins et pour le fonctionnement des pompes (art. 1, al. 3, OApEI).

² Mécanisme de compensation entre TSO de l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)



2. Organisation de l'utilisation du réseau de transport

2.1 Tâches des acteurs du MURT – CH

- (1) Le chapitre 1.2 du MMEE – CH distingue les acteurs du marché suivants jouant un rôle dans l'utilisation du réseau.

2.1.1 Gestionnaire de réseau de transport

- (1) La gestionnaire du réseau de transport suisse est la société nationale du réseau de transport qui se charge notamment des tâches suivantes:

- Elle est propriétaire du réseau de transport suisse qu'elle exploite (art. 18, al. 1 et 2 et art. 20, al. 2, let. a, LApEI).
- Elle veille continuellement à ce que l'exploitation du réseau soit non discriminatoire, fiable et performante (art. 20, al. 1, LApEI) et garantit l'accès au réseau de manière non discriminatoire (art. 13, LApEI).
- Elle assume la responsabilité de la gestion des bilans d'ajustement et assure les services-système (art. 20, al. 2, let. b, LApEI).
- Elle se procure les services-système au moyen d'une procédure axée sur le marché, non discriminatoire et transparente (art. 22, al. 1, OApEI).
- Elle est responsable de la facturation aux gestionnaires de réseau de distribution ayant des consommatrices ou consommateurs finaux et aux consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés du solde des coûts imputables ainsi que des taxes et prestations fournies aux collectivités publiques (art. 15, al. 3, OApEI).
- Elle indemnise les gestionnaires de réseau de distribution pour les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection d'énergie électrique provenant des installations visées aux art. 15 et 19 LEnE (art. 15, al. 2 let. b et art. 22, al. 3, OApEI), sur approbation de l'EICom.
- Elle organise l'utilisation du réseau et en assure le réglage en tenant compte de l'interconnexion avec d'autres réseaux (art. 8, al. 1, let. b, LApEI), elle détermine les tarifs d'utilisation du réseau, les autres tarifs ainsi que les taux de rétribution et elle facture les taxes et prestations fournies aux collectivités publiques (art. 15, OApEI).
- Afin que les gestionnaires de réseau affiliés au niveau de réseau 7 maximum puissent publier notamment les tarifs d'utilisation du réseau au plus tard le 31 août de chaque année comme l'art. 10, OApEI l'exige, la date de publication de la société nationale du réseau de transport s'applique aux tarifs ainsi qu'aux taux de rétribution conformément au modèle d'utilisation du réseau de distribution suisse dans sa version du moment.
- Elle fixe dans des directives les exigences minimales applicables aux groupes-bilan, selon des critères transparents et non discriminatoires (art. 23, al. 2, OApEI).
- Elle établit des comptes annuels et une comptabilité analytique. La comptabilité analytique doit être présentée à l'EICom chaque année (art. 11, al. 1, LApEI).

- (2) Par ailleurs, tous les gestionnaires de réseau (de transport et de distribution) édictent des directives:

- régissant l'attribution des consommatrices et consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné (art. 3, al. 1, OApEI).
- régissant le niveau de qualité minimum de la fourniture d'électricité correspondant à chaque niveau de réseau (art. 3, al. 1, OApEI).



- régissant le dédommagement dû en cas de changement de raccordement (art. 3, al. 2, OApEI),
- définissant une méthode uniforme de comptabilité analytique (art. 7, al. 2, OApEI).
- sur le système de mesure et les processus d'information portant tout particulièrement sur les obligations des participants, sur le déroulement chronologique et sur la forme des données à transmettre (art. 8, al. 2, OApEI).
- sur la manière de déterminer les coûts d'exploitation (art. 12, al. 2, OApEI).
- régissant les durées d'utilisation des différentes installations et de leurs composants (art. 13, al. 1, OApEI).
- relatives à la détermination uniforme de la moyenne annuelle de puissance maximale mensuelle effective (art. 17, OApEI).

2.1.2 Autres acteurs

- (1) Gestionnaires de réseau de distribution: les tâches des gestionnaires de réseau de distribution liées à l'utilisation du réseau sont décrites dans la LApEI, l'OAPEI et le MURD – CH.
- (2) Consommatrices et consommateurs finaux: ce sont des utilisatrices et utilisateurs du réseau qui versent une rétribution pour l'utilisation du réseau. À la demande d'une consommatrice ou d'un consommateur final, le gestionnaire de réseau remet la facture d'utilisation du réseau au ou à la fournisseuse d'énergie. La consommatrice ou le consommateur final reste débiteur de la rétribution (art. 9, OApEI).
- (3) Exploitants de centrales: les exploitants de centrales sont également des utilisateurs du réseau. Ils prennent en charge les frais qui leur sont directement attribués (énergie réactive). Seule l'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins et celle destinée à faire fonctionner les pompes des centrales de pompage-turbinage dans le cadre de l'exploitation ordinaire est exonérée de la rétribution pour l'utilisation du réseau (art. 4, al. 1, let. b, LApEI). La différence entre l'exploitation ordinaire ou non ainsi que les explications relatives aux besoins propres sont définies resp. figurent dans le MURD – CH. Une centrale électrique devient une consommatrice finale à la fin de son exploitation.
- (4) Organe d'exécution: l'organe d'exécution visé à l'art. 64, LEne perçoit auprès des gestionnaires de réseau un supplément sur la rémunération versée pour l'utilisation du réseau de transport (supplément), conformément à l'art. 35, LEne.
- (5) Les rôles et les tâches des autres actrices et acteurs (par exemple responsables de groupe-bilan et producteurs) sont décrits dans le MMEE – CH.

2.2 Relations juridiques liées à l'utilisation du réseau de transport

- (1) Afin de régler les relations entre la gestionnaire du réseau de transport et les actrices et acteurs, il faut non seulement des lois, des ordonnances, des décisions et des documents de branche, mais aussi des contrats liant les parties. Ces derniers définissent les conditions techniques et financières et les processus qui s'appliquent en complément du Transmission Code (TC – CH) afin d'assurer le bon déroulement du processus. Les éléments sont brièvement décrits dans le document MMEE – CH.



2.2.1 Utilisation du réseau

2.2.1.1 Principe

- (1) Si les conditions requises par le Transmission Code sont réunies, la gestionnaire du réseau de transport conclut un contrat d'utilisation du réseau avec les gestionnaires de réseau de distribution et les consommatrices et consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport. Ce contrat définit les devoirs et les obligations qui incombent à chacune des parties du fait de l'utilisation par les gestionnaires de réseau de distribution ou les consommatrices et consommateurs finaux de l'infrastructure du réseau pour les fournitures d'électricité (injection ou soutirage) et de l'utilisation des services-système que propose la gestionnaire du réseau de transport. La conclusion d'un contrat d'utilisation du réseau requiert un contrat de raccordement au réseau valable.
- (2) Dans certains cas justifiés, la gestionnaire du réseau de transport peut exiger une garantie financière raisonnable de la part des débitrices et débiteurs de la rétribution pour l'utilisation du réseau (gestionnaires de réseau de distribution, consommatrices ou consommateurs finaux).

2.2.1.2 Mutations de points de raccordement

- (1) La première mise en service de nouveaux raccordements au réseau de transport, la mise hors service de raccordements pour une durée prolongée, le changement de statut de raccordements (raccordement régulier, raccordement de secours, raccordement inactif déconnecté de manière durable du réseau de transport), la modification de l'affectation des raccordements aux zones de desserte, la remise en service de raccordements déclarés inactifs, ainsi qu'un changement de rôle et d'actrice ou d'acteur aux raccordements doivent être annoncés à la société nationale du réseau de transport au moins trois mois avant leur date effective. La société nationale du réseau de transport a publié un processus de mutation adéquat. Les changements d'attribution de courte durée, par exemple pour le contrôle des disjoncteurs, ne sont pas concernés par cette mesure.
- (2) La société nationale du réseau de transport procédera alors aux vérifications nécessaires et conviendra entre autres de l'annexe «Fiche de renseignements relative à l'utilisation du réseau» au contrat d'utilisation du réseau avec le gestionnaire de réseau de distribution ou la consommatrice finale ou le consommateur final directement raccordé au réseau de transport.
- (3) Les gestionnaires de réseau de distribution directement raccordés au réseau de transport tiennent compte de toute modification de l'attribution de séries chronologiques déductibles, par exemple en raison de la modification de la topologie du réseau, lors de l'agrégation des courbes de charge concernant les raccordements correspondants, puis envoient ces dernières à la gestionnaire du réseau de transport.
- (4) Ici et par la suite, les séries chronologiques déductibles sont les soutirages des pompes des centrales de pompage-turbinage, des dispositifs de stockage d'électricité simple et des convertisseurs de fréquence qui ne sont pas exploités en tant que consommatrices ou consommateurs finaux, ainsi que les besoins propres des centrales électriques, des dispositifs de stockage d'électricité simple et des convertisseurs de fréquence qui ne sont pas exploités en tant que consommatrices ou consommateurs finaux (art. 4, al. 1, let. b, LApEI). Les dispositifs de stockage d'électricité simple sont traités comme des centrales de pompage-turbinage conformément au MMEE - CH, le document principal de l'AES.



3. Limites du réseau de transport

- (1) Il convient de définir les limites du réseau de transport pour les réseaux de distribution, les producteurs et les consommatrices et consommateurs finaux qui y sont raccordés en relation avec la détermination des coûts pour le réseau de transport et la réglementation des relations avec les gestionnaires de réseau de distribution et les consommatrices et consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport.
- (2) Les explications fournies ci-après sur les limites du système ont pour premier objectif de permettre de préparer des informations commerciales basées sur des critères uniformes pour le calcul de la rémunération de l'utilisation du réseau. La saisie et la préparation des données pour d'autres secteurs, par exemple pour la planification et l'exploitation du réseau, ne sont pas concernées.
- (3) Le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est considéré comme un consommateur final selon l'art. 1, al. 3, OApEI. Ses points d'injection et de soutirage reliés au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point d'injection ou de soutirage selon art. 1, al. 3bis, OApEI. Ces points de raccordement constituent la limite du système³.
- (4) Le présent document abordera ensuite le modèle des niveaux de réseau, puis présentera l'affectation des différents éléments de réseau aux niveaux de réseau.

3.1 Modèle des niveaux de réseau

- (1) Afin que l'affectation des coûts de réseau puisse se faire de manière transparente, les réseaux de transport et de distribution sont répartis en quatre niveaux de tension et trois niveaux de transformation, soit sept niveaux de réseau au total comme prévu dans le MMEE – CH.
- (2) Le réseau de transport comprend essentiellement les éléments de niveau 1.
- (3) Le réseau de distribution englobe les niveaux de réseau 2 à 7.

3.2 Limites de propriété dans le réseau de transport

- (1) En vertu de l'art. 2, al. 2, OApEI, les composants du réseau de transport suisse sont notamment les lignes électriques, pylônes compris, du réseau à très haute tension (380/220 kV) et les transformateurs de couplage de 380/220 kV, les postes de couplage, les appareils de mesure, de commande et de communication. Le réseau de transport comprend également les lignes utilisées pour le réseau d'interconnexion international⁴ ainsi que les équipements utilisés conjointement avec d'autres niveaux de réseau, qui sont employés majoritairement avec le réseau de transport ou sans lesquels celui-ci ne peut être exploité de façon sûre et efficace.
- (2) Font également partie du réseau de transport le côté haute tension des cellules de couplage, y compris l'installation de mesure à la limite du réseau de transport au point de raccordement avec les exploitants

³ Les dispositions prévues par la loi sur les chemins de fer aux articles 62 et 64, par l'ordonnance sur l'accès au réseau ferroviaire et par leurs dispositions d'exécution s'appliquent à l'intérieur du réseau de 16,7 Hz.

⁴ Selon le chapitre 5.4, les Merchant Lines font partie du réseau de transport, mais n'appartiennent pas à la société nationale du réseau de transport. Le propriétaire ne transfère la liaison à la société nationale du réseau de transport qu'à l'expiration de la dérogation.



de centrales⁵ et les gestionnaires de réseau de distribution ou les consommatrices et consommateurs finaux.

3.3 Imputation des coûts pour les équipements utilisés conjointement avec le réseau de transport

- (1) Lors de la fixation de l'imputation des coûts, il faut appliquer les principes de transparence et de non-discrimination.

4. Affectation des coûts imputables dans le réseau de transport aux éléments tarifaires

4.1 Affectation des coûts

- (1) Les coûts et les recettes sont affectés aux éléments tarifaires conformément aux prescriptions de la LApEI, de l'OApEI et de l'EICom.

4.2 Écarts de couverture des exercices précédents

- (1) Les excédents ou les déficits de couverture des coûts et des recettes par rapport aux coûts imputables et aux recettes réalisées sur l'utilisation du réseau qui sont constatés par la société nationale du réseau de transport à la fin d'un exercice doivent être compensés au cours des années suivantes. Les montants importants sont répartis sur les périodes de calcul consécutives conformément au cadre réglementaire en vigueur.

5. Unités d'imputation et tarifs

5.1 Gestionnaires de réseau de distribution et consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport

5.1.1 Éléments tarifaires

- | | | |
|------------------------|------------------------|-------------------------------------|
| (1) Tarif de puissance | CHF/MW/an ⁶ | (puissance active nette) |
| (2) Tarif de travail | ct/kWh | (énergie active brute) |
| (3) Tarif de base fixe | CHF/PP/an | (par point de raccordement pondéré) |

⁵ Les départs assurant la liaison avec une centrale nucléaire n'appartiennent pas à la société nationale du réseau de transport et ne font pas partie du réseau de transport si elles sont importantes pour la sécurité de l'exploitation de ladite centrale.

⁶ Le tarif de puissance indiqué dans la feuille de tarifs est une valeur annuelle. Un douzième de cette tarif de puissance publié est facturé pour chaque mois.



5.1.2 Utilisation du réseau

- (1) Le calcul du tarif de puissance, de travail et de base fixe est établi d'abord sur les coûts imputables estimés. Pour définir les tarifs de l'année n+1, le calcul réalisé au cours de l'année n repose sur la planification de la société nationale du réseau de transport pour l'exercice n+1. Les coûts imputables restants sont répartis entre les différents tarifs dans les conditions prévues à l'art. 15, al. 3, OApEI, 60% étant attribués à la puissance nette, 30% à l'énergie consommée par les consommatrices et consommateurs finaux (énergie brute) et 10% au tarif de base fixe. Le cas échéant, le calcul tient compte de l'excédent ou du déficit de couverture des exercices précédents (de manière globale pour les coûts imputables restants, et non pour chaque tarif).

5.1.2.1 Composante de puissance

- (1) Valeur de puissance déterminante
- a) La valeur de puissance déterminante d'un gestionnaire de réseau de distribution directement raccordé au réseau de transport correspond à la puissance maximale mensuelle dans le sens du soutirage dont sont déduites les puissances agrégées par quart d'heure des séries chronologiques déductibles qui lui ont été attribuées ainsi qu'à ses points de raccordement dans la mesure où il annonce ces séries chronologiques déductibles à la société nationale du réseau de transport. Le processus exact est décrit dans le Metering Code MC – CH.
 - b) La valeur de puissance déterminante des consommatrices et consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport correspond à leur puissance maximale mensuelle dans le sens du soutirage.
 - c) On entend par puissance maximale la moyenne de puissance par quart d'heure la plus haute mesurée au cours d'un mois par point de raccordement. Si un gestionnaire de réseau de distribution, une consommatrice finale ou un consommateur final possède plusieurs points de raccordement, la facturation repose sur la valeur maximale au quart d'heure de la courbe issue de l'agrégation des points de raccordement mesurés simultanément, compte tenu des signes, si toutes les conditions préalables suivantes sont également remplies:
 - Pour tous les points de raccordement considérés sur le réseau de transport, un seul gestionnaire de réseau de distribution est désigné comme interlocuteur et partenaire contractuel du niveau de réseau 2 en ce qui concerne l'utilisation du réseau et les questions d'exploitation au sens de la LApEI et de l'OApEI. La propriété des équipements de réseau n'est pas déterminante.
 - Les réseaux du niveau impair supérieur en dessous du réseau de transport doivent être exploités conjointement en mode normal.
 - Les déconnexions de courte durée, afin de vérifier les disjoncteurs, par exemple, sont possibles, mais doivent rester exceptionnelles. Une exploitation commune de ces réseaux en aval ne constitue pas une condition préalable.
 - Les directives techniques concernant l'exploitation émanant de la société nationale du réseau de transport doivent être respectées en permanence. Les règles divergentes seront modifiées après l'entrée en vigueur des présentes dispositions.
 - d) Quoi qu'il en soit, le réseau de transport d'électricité des chemins de fer suisses exploité à la fréquence de 16,7 Hz et à la tension de 132 kV est considéré comme un consommateur final, au sens de l'art. 1, al. 3 OApEI. Ses points de raccordement reliés au réseau de transport à 50 Hz sont considérés comme un seul point de raccordement (art. 1, al. 3bis, OApEI).



- e) Le point de référence pour le calcul de la puissance est le point de raccordement au réseau de transport du côté haute tension de la transformation⁷. Une correction suivant le principe de causalité doit être appliquée à la mesure du côté basse tension.

(2) Calcul du tarif de la composante de puissance

- a) Le tarif de puissance est calculé en divisant la part de coûts concernée (60% des coûts imputables restants) par la somme de toutes les valeurs de puissance déterminantes pour la facturation de la composante de puissance correspondant aux gestionnaires de réseau de distribution raccordés directement au réseau de transport et aux consommatrices et consommateurs finaux bénéficiant d'un raccordement direct.
- b) La prévision de la valeur de puissance déterminante utilisées pour le calcul du tarif se basent sur les valeurs des années précédentes en tenant compte de l'évolution de la conjoncture et de la consommation ainsi que du développement du réseau.

(3) Facturation du tarif de puissance

- a) Pour la facturation du tarif de puissance, la valeur de puissance déterminante est établie d'après les mesures mensuelles et multipliée par un douzième du tarif de puissance annuel.

5.1.2.2 Composante de travail

(1) Quantité d'énergie déterminante

- a) La quantité d'énergie déterminante pour l'utilisation du réseau de transport est l'énergie brute (courbe de charge agrégée brute totale [BLS/T]). Elle est définie comme l'énergie électrique qui est soutirée par les consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport et par tous les consommatrices et consommateurs finaux raccordés aux niveaux de réseau inférieurs. Cela englobe également l'énergie qui est soutirée à partir du réseau à 50 Hz vers des réseaux d'autres fréquences.
- b) Lors de la détermination de l'énergie brute, il faut également tenir compte des courbes de charge au quart d'heure des séries chronologiques déductibles attribuées aux gestionnaires de réseau de distribution, pour autant que ces courbes soient annoncées aux gestionnaires de réseau de distribution qui participent au processus d'établissement de la courbe de charge agrégée brute. Le processus exact est décrit dans le Metering Code MC – CH.

(2) Calcul du tarif de la composante de travail

- a) Le tarif de travail est calculé en divisant la part de coûts concernée (30% des coûts imputables restants) par l'énergie consommée annuellement dans la zone de réglage suisse.
- b) La prévision de la valeur d'énergie déterminante utilisée pour le calcul du tarif se basent sur les valeurs des années précédentes en tenant compte de l'évolution de la conjoncture et de la consommation ainsi que du développement du réseau.

⁷ Directive «Exigences relatives au comptage de l'énergie dans le réseau de transport» sur le site Internet de la société nationale du réseau de transport.



(3) Facturation du tarif de travail

- a) La facturation est établie sur la base de la courbe de charge agrégée brute annoncée par chaque gestionnaire de réseau de distribution directement raccordé au réseau de transport respectivement sur la base de l'énergie soutirée par mois par les consommatrices ou consommateurs finaux reliés directement au réseau de transport.

5.1.2.3 Composante de base

(1) Calcul du tarif de la composante de base fixe

- a) Le tarif de base fixe est calculé en divisant la part de coûts concernée (10% des coûts imputables restants) par le total de points de raccordement pondérés.
- b) La prévision des points de raccordement pondérés utilisés pour le calcul du tarif se basent sur les valeurs des années précédentes en tenant compte de l'évolution de la conjoncture et de la consommation ainsi que du développement du réseau.

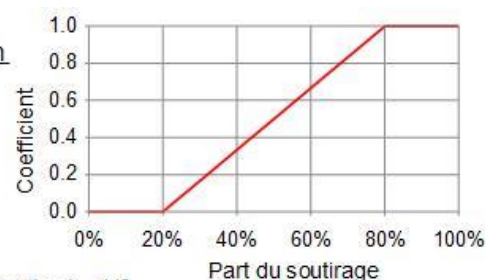
(2) Facturation du tarif de base fixe

- a) La facturation du tarif de base fixe est établie pour chaque raccordement en fonction de la quantité d'énergie soutirée et du flux total d'énergie par point de soutirage (somme de l'énergie injectée et soutirée⁸). Le facteur de correction K (facteur K) est utilisé à cette fin. Cette méthode évite une charge financière disproportionnée aux points de raccordement construits essentiellement pour la production et ne desservant que peu de consommatrices et consommateurs finaux. Dans ce contexte, le point de raccordement correspond à l'endroit où l'énergie du réseau de transport passe dans un réseau de distribution ou à une consommatrice finale ou à un consommateur final. Lorsque plusieurs points de mesure existent dans un poste de couplage, ils doivent être considérés et facturés individuellement comme des points de soutirage autonomes (points de raccordement), comme prévu par la décision de l'EICOM du 23 janvier 2009 (952-08-005).
- b) Le tarif de base pondéré servant à la facturation est calculé en multipliant le tarif de base fixe par le facteur de correction K (facteur K). Le facteur K est lié au point de raccordement; il est calculé pour chaque point de raccordement.
- c) Le facteur K est en général déterminé à partir du rapport entre l'énergie soutirée par unité de temps en un point de raccordement et la somme des montants d'énergie soutirée et injectée par unité de temps. La décision de l'EICOM du 23 janvier 2009 (952-08-005) entérine l'application et la définition générale du facteur K.

⁸ Le soutirage désigne l'énergie fournie par le réseau de transport et l'injection l'énergie reçue par le réseau de transport.



Part du soutirage	Coefficient de correction
Soutirage > 80% du flux total d'énergie	1
Soutirage < 20% du flux total d'énergie	0
Soutirage $\geq 20\% \leq 80\%$	Formule



Formule: coefficient de correction = $5/3 * \text{soutirage} / (\text{soutirage} + \text{injection}) - 1/3$

Figure 1: facteur K en fonction de l'injection et du soutirage

- d) Grâce à la prise en considération des séries chronologiques déductibles, il est garanti qu'elles n'ont pas d'influence sur le facteur K, et donc qu'elles n'en ont pas non plus sur les coûts d'un réseau de distribution du fait de la composante de base. La détermination des facteurs K en tenant compte des séries chronologiques déductibles est présentée dans l'annexe 1.
- e) La détermination à proprement parler du facteur K pour un point de raccordement suit un processus mensuel continu, une fois écoulé le mois de référence. Le processus continu est détaillé dans l'annexe 1.
- f) S'il s'agit d'un nouveau point de raccordement, le facteur K est calculé et le tarif de base pondéré est facturé uniquement à partir du mois suivant son activation.
- g) Pour les points de raccordement mis hors service, le facteur K est encore calculé pour le dernier mois entamé lors duquel la mise hors service a lieu et le tarif de base pondéré est facturé.
- h) Si un changement de rôle a lieu à un point de raccordement, le facteur K est calculé et le tarif de base pondéré est facturé à la nouvelle détentrice ou au nouveau détenteur du rôle dès le début du mois lors duquel le changement a lieu. Les mois précédents dans l'ancien rôle sont pris en compte lors du processus continu de calcul du facteur K. Si le nouveau rôle est celui d'exploitant de centrale ou d'exploitant de dispositif de stockage simple après un changement de rôle, aucun tarif de base fixe pondéré n'est facturé pour ce raccordement à partir du mois du changement de rôle.
- i) Si le rôle de gestionnaire du réseau de distribution, de consommatrice ou consommateur final reste identique à un point de raccordement, et que seul l'actrice ou l'acteur change, le calcul du facteur K et la facturation du tarif de base fixe pondéré à cette nouvelle actrice ou nouvel acteur sont effectués comme pour un changement de rôle.

Avis de la branche concernant la décision de l'EICoM relative à l'interprétation du point de raccordement

- (3) La décision de l'EICoM (952-08-005, al. III, point 1 du dispositif) crée des incitations économiques pour les parties prenantes raccordées au réseau de transport (transformations) qui sont contraires à l'exploitation fiable et sûre de ce dernier. Les chemins de transformation étant considérés comme des points de raccordement au lieu des sous-stations, le nombre de transformations sera réduit dans une optique d'optimisation des coûts (en règle générale, il restera donc un transformateur) lors des nouveaux investissements ou des investissements de remplacement. Autre conséquence possible: des déconnexions de longue durée du raccordement au réseau de certains transformateurs du fait de moyennes de charge plutôt basses. Sur une période de plusieurs décennies, ces pratiques risquent de se solder par une diminution considérable des redondances (suppression de la sécurité n-1 au niveau de réseau 2 suite à la baisse des transformations de deux, en règle générale, à une seule) et donc par une sécurité d'approvisionnement moindre. Étant donné qu'une sous-station comporte par ailleurs en moyenne deux transformateurs, soit actuellement deux points de raccordement, le changement de



système (du transformateur à la sous-station comme point de raccordement) modifierait la charge supportée par les gestionnaires de réseau de distribution de manière négligeable seulement (la société nationale du réseau de transport a effectué des analyses de sensibilité adéquates). Il serait donc souhaitable que de telles décisions donnent la priorité aux incitations en faveur de la sécurité et de la disponibilité de l'approvisionnement.

5.1.2.4 Traitement des raccordements de secours au réseau de transport et des raccordements inactifs déconnectés de manière durable du réseau de transport⁹

- (1) Le tarif fixe de base est facturé pour chaque raccordement de secours.
- (2) Un raccordement au réseau/transformateur au niveau de réseau 2 est exonéré de la facturation du tarif de base fixe lorsque le gestionnaire de réseau de distribution, la consommatrice finale ou le consommateur final a déposé une demande d'ouverture du raccordement auprès de la société nationale du réseau de transport et l'a déclaré comme raccordement inactif déconnecté de manière durable du réseau de transport. Dans ce cas et uniquement dans ce cas, il est renoncé à la facturation du tarif de base fixe. Pour ces raccordements déclarés inactifs, le facteur K est encore calculé et facturé pour le dernier mois entamé lors duquel ils ont été désactivés.
- (3) Si un raccordement durablement déconnecté du réseau de transport et déclaré inactif est à nouveau utilisé, le facteur K est calculé à partir du mois de sa remise en service et le tarif de base pondéré est facturé. Les onze mois précédents au maximum sont pris en compte lors du calcul du facteur K conformément au processus continu (annexe 1).
- (4) Les gestionnaires du réseau de distribution, les consommatrices ou les consommateurs finaux prennent en charge les coûts liés à l'utilisation (connexion). Il s'agit concrètement de l'utilisation du réseau (tarif des composantes de travail et de puissance pour les gestionnaires de réseau de distribution et les consommatrices et consommateurs finaux [le tarif de base est dû tant que le critère d'exclusion du paragraphe (2) ne s'applique pas]) et des services-système individuels (énergie réactive et pertes actives, par exemple) ainsi que, le cas échéant, des services-système généraux et du supplément.
- (5) Si l'activation ou la déconnexion d'un raccordement de secours au réseau de transport occasionne des coûts supplémentaires à la gestionnaire du réseau de transport, elle peut les facturer individuellement aux gestionnaires de réseau de distribution, aux consommatrices ou aux consommateurs finaux.

5.1.3 Services-système individuels

5.1.3.1 Éléments tarifaires

- | | | |
|--|----------|------------------------|
| (1) Pertes actives | ct/kWh | (énergie active nette) |
| (2) Énergie réactive fournie aux participants actifs
Participants non conformes (producteurs et gestionnaires de réseau de distribution raccordés au réseau de transport ainsi que consommatrices et consommateurs finaux raccordés au réseau de transport) | ct/kvarh | (énergie réactive) |

⁹ Si d'autres types de raccordements au réseau de transport sont définis à l'avenir, ce chapitre sera modifié en ce qui concerne la prise en charge des coûts.



- (3) Pénalités relatives ct/kvarh (énergie réactive)
à l'énergie réactive non conforme aux exigences pour les participants actifs (producteurs et gestionnaires de réseau de distribution raccordés au réseau de transport, et consommatrices et consommateurs finaux raccordés au réseau de transport)
- (4) Énergie réactive fournie aux participants semi-actifs ct/kvarh (énergie réactive)
Participants non conformes (producteurs et gestionnaires de réseau de distribution raccordés au réseau de transport, et consommatrices et consommateurs finaux raccordés au réseau de transport)
- (5) Taux de rétribution de ct/kvarh (énergie réactive)
l'énergie réactive conforme fournie aux participants actifs (producteurs et gestionnaires de réseau de distribution raccordés au réseau de transport ainsi que consommatrices et consommateurs finaux raccordés au réseau de transport)
- (6) Taux de rétribution du ct/kvarh (énergie réactive)
comportement utile au système des participants semi-actifs (gestionnaires de réseau de distribution et consommatrices et consommateurs finaux raccordés au réseau de transport)

5.1.3.2 Tarif des pertes actives

- (1) Quantité d'énergie déterminante
La facturation mensuelle des SDL individuels pour les pertes actives se base sur l'énergie nette soutirée par un gestionnaire de réseau de distribution raccordé directement au réseau de transport (déduction faite des séries chronologiques déductibles) ou par une consommatrice finale ou un consommateur final. L'énergie mesurée simultanément et agrégée sur tous les points de raccordement d'un gestionnaire de réseau de distribution, d'une consommatrice finale ou d'un consommateur final est prise en compte (cf. Metering Code MC – CH), pour autant que les conditions préalables du paragraphe 5.1.2.1 (1) c) le permettent.
- (2) Calcul du tarif des pertes actives
Les pertes du réseau de transport sont facturées aux gestionnaires de réseau de distribution et aux consommatrices et consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport comme prévu par l'art. 15, al. 1, let. a, OApEI. Pour calculer le tarif des pertes actives, les coûts au prorata prévus par la société nationale du réseau de transport sur la base de prévisions des coûts et des excédents et des déficits antérieurs sont divisés par l'énergie soutirée prévue sur tous les points de raccordement. Les séries chronologiques déductibles des gestionnaires de réseau de distribution sont prises en compte, comme pour la composante de puissance.
- (3) Facturation des pertes actives
Pour la facturation du tarif des pertes actives, les pertes actives déterminantes sont calculées d'après les mesures mensuelles et facturées mensuellement aux gestionnaires de réseau de distribution et aux consommatrices et consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport.

5.1.3.3 Tarif de l'énergie réactive

- (1) Concernant les échanges d'énergie réactive avec le réseau de transport, il existe une distinction entre les participants actifs et les participants semi-actifs au maintien de la tension. L'objectif du tarif de l'énergie réactive consiste à répercuter les coûts liés au maintien de la tension selon le principe de causalité afin de stimuler un comportement utile au système dans ce domaine.



(2) Quantité d'énergie déterminante

- a) Tous les gestionnaires de réseau de distribution et consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport qui ne se sont pas explicitement annoncés comme des participants actifs sont considérés comme des participants semi-actifs. La distinction entre les quantités échangées conformes, gratuites et non conformes vise à favoriser l'échange d'énergie réactive conforme aux exigences avec le réseau de transport pour les participants semi-actifs. Deux plages de tolérance définissent les quantités échangées gratuitement, l'une pour la quantité d'énergie réactive et l'autre pour la tension. Les limites de la plage des quantités échangées gratuitement pour l'énergie réactive dépendent des caractéristiques techniques du ou des transformateurs installés au point de raccordement. Les limites de la plage des quantités échangées gratuitement pour la tension dépendent du niveau de tension. Les quantités se trouvant dans ces plages de tolérance ne sont ni rétribuées ni facturées au tarif de l'énergie réactive individuelle en vigueur. Si l'échange d'énergie réactive en dehors de ces plages de tolérance contribue à atteindre la tension de consigne prescrite par la société nationale du réseau de transport, l'échange d'énergie réactive est réputé conforme aux exigences. Dans le cas contraire, il s'agit d'un échange avec le réseau de transport non conforme aux exigences. Les participants semi-actifs sont indemnisés selon un taux de rétribution pour la fourniture d'énergie réactive conforme aux exigences. L'énergie réactive non-conforme aux exigences est facturé au tarif de l'énergie réactive individuelle en vigueur.
- b) Les participants actifs sont toutes les centrales électriques raccordées directement au réseau de transport. Les gestionnaires de réseau de distribution et les consommatrices et consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport sont considérés comme des participants actifs uniquement s'ils annoncent explicitement qu'ils jouent ce rôle et qu'ils remplissent les conditions correspondantes. Les participants actifs soutiennent le réseau de transport en échangeant de l'énergie réactive avec le réseau de transport conformément aux tensions de consigne prescrites par la société nationale du réseau de transport. Si l'échange d'énergie réactive contribue à atteindre la tension de consigne prescrite, il s'agit d'échange d'énergie réactive conforme rémunéré. L'échange d'énergie dans la limite d'une certaine tolérance au-dessus ou en dessous de la consigne de la société nationale du réseau de transport est également considéré comme conforme et rémunéré. La valeur limite de cette tolérance dépend du niveau de tension. Il existe également une plage conforme gratuite qui se trouve entre la plage conforme aux exigences et la plage non conforme aux exigences. Les quantités échangées dans cette plage conforme gratuite ne sont ni rétribuées ni facturées. Si l'échange d'énergie réactive ne contribue pas à atteindre la tension de consigne prescrite et se trouve en dehors de cette plage de tolérance conforme gratuite, il s'agit d'un échange d'énergie réactive avec le réseau de transport non conforme aux exigences. Les participants actifs au maintien de la tension sont indemnisés selon un taux de rétribution pour la fourniture d'énergie réactive conforme aux exigences. Ce taux de rétribution est plus élevé que celui des participants semi-actifs. L'énergie réactive non-conforme aux exigences est facturée aux participants actifs au tarif de l'énergie réactive individuelle en vigueur. En plus du tarif en vigueur, les participants actifs doivent également s'acquitter d'une pénalité pour l'échange non conforme aux exigences.
- c) Un éventuel déficit ou excédent du passé est pris en compte en plus des coûts prévus. Les coûts liés au maintien de la tension et à l'énergie réactive sont imputés en partie aux tarifs des SDL individuels pour l'énergie réactive (pour les participants semi-actifs et actifs) et en partie aux coûts



des services-système généraux, conformément à l'art. 15, al. 1, let. a et à l'art. 15, al. 2, let. a, OApEI.

(3) Calcul du tarif de l'énergie réactive

- a) La société nationale du réseau de transport définit le modèle de facturation compte tenu de facteurs liés à l'exploitation et facture les tarifs de l'énergie réactive aux gestionnaires de réseau de distribution, aux consommatrices et consommateurs finaux et aux producteurs raccordés directement au réseau de transport.
- b) Les coûts du maintien de la tension sont répercutés au prorata sur les SDL généraux et sur les SDL individuels pour l'énergie réactive. La répartition dépend de la quantité d'énergie réactive non conforme aux exigences échangée. Si l'échange d'énergie réactive non conforme aux exigences baisse alors que les coûts de maintien de la tension restent constants (augmentation du comportement utile au système), le pourcentage des coûts que les SDL individuels pour l'énergie réactive doivent prendre en charge baisse également.

(4) Facturation de l'énergie réactive

- a) La facturation est établie sur une base mensuelle en fonction des fournitures et des prélèvements d'énergie réactive effectivement mesurés. Les flux d'énergie réactive sur les points de raccordement ne sont agrégés par quart d'heure que si les points de raccordement correspondants d'un poste de couplage aboutissent tous deux au même participant et que les points de raccordement côté haute tension aboutissent dans le même sous-réseau de transport (sous-réseau de transport de 380 kV ou de 220 kV). Si la configuration du réseau est différente, la facturation est établie séparément par point de raccordement au réseau de transport.

5.2 Tous les gestionnaires de réseau de distribution ainsi que les consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport avec ou sans production propre

5.2.1 Éléments tarifaires

- (1) SDL généraux ct/kWh (énergie active brute)
- (2) Supplément ct/kWh (énergie active brute)

5.2.2 Services-système généraux

5.2.2.1 Quantité d'énergie déterminante

- (1) La quantité d'énergie déterminante pour les SDL généraux est l'énergie brute (courbe de charge agrégée brute du propre réseau BLS/EN selon le Metering Code MC – CH). Elle comprend l'énergie électrique qui est soutirée par les consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport et par tous les consommatrices et consommateurs finaux raccordés aux niveaux de réseau inférieurs. Elle englobe également l'énergie qui est soutirée indépendamment du niveau de tension à partir du réseau 50 Hz vers des réseaux d'autres fréquences. Selon la décision de l'EICOM du 30 octobre 2008 (952-08-017), la quantité d'énergie doit être établie sur la base de la zone globale de réglage de la société nationale du réseau de transport.



5.2.2.2 Calcul des tarifs des services-système généraux

- (1) Les tarifs des SDL généraux recouvrent les coûts de réglage primaire, la mise en réserve de puissance active pour le réglage secondaire et tertiaire, ainsi que l'aptitude au démarrage autonome et à la marche en flottage, une part de l'énergie réactive pour le maintien de la tension (dans la mesure où ce n'est pas couvert par le tarif de l'énergie réactive), ainsi que la coordination du système, déduction faite des excédents du décompte de l'énergie d'ajustement qui ne sert pas à couvrir les coûts d'énergie de réglage.
- (2) Les éventuels coûts ou revenus des programmes prévisionnels à livrer ou à appliquer en compensation des échanges involontaires de TSO selon les règles de l'ENTSO-E sont également répartis sur les SDL généraux. En outre, les coûts décidés par l'EICOM pour le renforcement du réseau, conformément à l'art. 15, al. 2 let. b, OApEI sont imputés sur les SDL généraux en vertu de l'art. 22, al. 3, OApEI. De même, les éventuels excédents ou déficits antérieurs sont également pris en compte.
- (3) La prévision de la valeur d'énergie déterminante utilisée pour le calcul du tarif se basent sur les valeurs des années précédentes. L'évolution de la conjoncture et de la consommation, le développement du réseau ainsi que la quantité d'énergie soutirée au travers des Merchant Lines sont pris en compte.
- (4) Pour calculer concrètement le tarif des SDL généraux, le coût total prévu par la société nationale du réseau de transport pour les SDL généraux est divisé par l'énergie finale consommée prévue dans la zone de réglage de la société nationale du réseau de transport.

5.2.2.3 Facturation des services-système généraux

- (1) Conformément à l'art. 15, al. 2, OApEI, la société nationale du réseau de transport facture directement les SDL généraux aux gestionnaires de réseau de distribution et aux consommatrices et consommateurs finaux sur la base de la «courbe de charge agrégée brute du propre réseau» qu'ils déclarent (BLS/EN selon le Metering Code MC – CH). Elle facture des acomptes mensuels. Conformément à la directive 4/2018 de l'Elcom, les gestionnaires de réseau de distribution communiquent à la société nationale du réseau de transport l'énergie électrique soutirée par les consommatrices et consommateurs finaux durant l'année écoulée pour chaque réseau jusqu'à fin septembre de l'année suivante au plus tard. La société nationale du réseau de transport établit ensuite le décompte final des coûts des SDL généraux pour l'année civile écoulée.
- (2) De même, les SDL généraux sont facturés aux consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport en fonction de l'énergie qu'elles ou qu'ils ont soutirée et que la société nationale du réseau de transport détermine.

5.2.3 Supplément

- (1) Le Conseil fédéral détermine le supplément selon l'art. 35, LEné dans l'art. 35, OEné. Il est facturé par l'organe d'exécution, et non par la société nationale du réseau de transport. Par souci d'exhaustivité, le supplément est toutefois mentionné dans le présent document.
- (2) L'organe d'exécution (art. 64, LEné) facture selon art. 35, OEné, le supplément aux gestionnaires de réseau de distribution ayant des consommatrices et consommateurs finaux et aux consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport, en fonction de la quantité d'énergie électrique finale soutirée (courbe de charge agrégée brute du propre réseau BLS/EN selon Metering Code MC – CH). En vertu de la décision de l'EICOM du 30 octobre 2008 (952-08-017), le principe de



territorialité, selon lequel il faut prendre en compte l'énergie finale consommée sur le territoire suisse ou de l'énergie fournie conformément à la législation suisse, doit être appliqué.

- (3) Le supplément est facturé sous la forme d'acomptes mensuels et d'un décompte final annuel lorsque les gestionnaires de réseau de distribution annoncent l'énergie brute réelle (courbe de charge agrégée brute du propre réseau BLS/EN), comme pour la facturation des SDL généraux. La société nationale du réseau de transport se charge d'annoncer les quantités d'énergie correspondantes concernant les consommatrices et consommateurs finaux directement raccordés au réseau de transport.
- (4) Le gestionnaire de réseau de distribution peut répercuter ces coûts sur ses consommatrices et consommateurs finaux via un poste distinct du décompte de l'utilisation du réseau.
- (5) L'organe d'exécution verse le supplément dans le fonds alimenté par le supplément (art. 37, LEne) dès qu'il le reçoit. Selon l'art. 35, LEne, ce fonds permet notamment de financer la prime d'injection, la rétribution unique et la prime de marché.

5.2.4 Pertes sur débiteurs

- (1) Les pertes sur débiteurs pour les SDL généraux et le supplément survenant à la suite de la faillite d'une consommatrice finale ou d'un consommateur final, par exemple, doivent être supportées par les gestionnaires de réseau de distribution, conformément à la décision de l'EiCom du 15 décembre 2011 (943-11-006). Les gestionnaires de réseau de distribution concernés peuvent intégrer ces pertes dans leurs tarifs par des différences de couverture afin de les répercuter sur les consommatrices et consommateurs finaux.

5.3 Groupes-bilan

- (1) Les principes de gestion des bilans d'ajustement sont définis dans le document clé Balancing Concept Suisse (BC – CH). Dans le cadre de la gestion des groupes-bilan, la compensation de groupes-bilan est comptabilisée à part et selon le principe de causalité entre les responsables de groupes-bilan et la société nationale du réseau de transport.
- (2) Les règles en matière de conception de modèles, de définition des prix et de facturation ne figurent pas dans le présent document «Modèle d'utilisation du réseau de transport suisse». Les informations relatives aux dispositions en vigueur à cet égard sont disponibles sur le site internet de la société nationale du réseau de transport.

5.4 Dérogations concernant l'accès au réseau (Merchant Lines)

- (1) Les Merchant Lines sont des lignes de transport transfrontalières détenues provisoirement par des entités privées disposant d'une autorisation spéciale d'exploitation et d'utilisation, conformément aux décisions de l'EiCom relatives à celles-ci. Les Merchant Lines font partie du réseau de transport. Ceci est fondé sur l'ordonnance du DETEC du 3 décembre 2008 sur les dérogations concernant l'accès au réseau et les coûts de réseau imputables au niveau du réseau de transport transfrontalier (Odac) (RS 734.713.3).



5.4.1 Éléments tarifaires

- (1) SDL généraux ct/kWh (énergie active)
- (2) Pertes actives ct/kWh (énergie active)

5.4.2 Services-système généraux et service-système individuel pour les pertes actives

- (1) Concernant les dérogations à l'accès au réseau, la prise en charge des frais pour les SDL généraux et également des SDL individuels pour les pertes actives sur le réseau de transport est régie conformément à l'art. 9, Odac.

5.5 Gestionnaires de réseau de distribution transfrontaliers

5.5.1 Obligations des gestionnaires de réseau de distribution transfrontaliers

- (1) Il convient d'appliquer, d'une façon générale, le principe de territorialité. Cela signifie que ce sont les réglementations nationales des pays concernés qui s'appliquent.
- (2) Pour les réseaux de distribution avec des consommatrices et consommateurs finaux hors des frontières suisses et qui sont exclusivement alimentés par la zone de réglage suisse, l'EiCom a décidé que les gestionnaires de réseau de distribution sont également tenus de payer ou d'encaisser les frais d'utilisation du réseau et les services-système conformément aux dispositions prévues par les régulateurs suisses pour la partie de réseau située à l'étranger dans sa décision du 30 octobre 2008 (952-08-017). Ceci s'applique à la structure tarifaire et aux tarifs.
- (3) Les gestionnaires de réseaux de distribution alimentés exclusivement par une zone de réglage étrangère et avec des consommatrices et consommateurs finaux situés sur le territoire suisse doivent par conséquent payer ou encaisser les coûts d'utilisation du réseau et les services-système selon le barème de la législation étrangère pour la partie du réseau de distribution située en Suisse. Ceci s'applique à la structure tarifaire et aux tarifs.
- (4) Les gestionnaires de réseau de distribution qui peuvent être provisoirement raccordés à une autre zone de réglage sont responsables de collecter correctement les valeurs de référence appropriées. Les coûts d'utilisation du réseau et les services-système sont facturés selon les principes ci-dessus en fonction des quantités d'énergie annoncées.
- (5) En principe, le supplément est soumis au principe de territorialité et doit être acquitté selon le chapitre 5.2.3.

6. Facturation

6.1 Principes

- (1) Le décompte des tarifs et des taux de rétribution est en principe effectué mensuellement. Les différents articles, comme les composantes puissance, travail et de base, par exemple, apparaissent sur la facture de façon transparente (art. 12, al. 2, LApEI). Les SDL généraux et le supplément sont facturés selon le chapitre 5.2.2.3 ou 5.2.3.



- (2) Le traitement des corrections ultérieures des données énergétiques est spécifié dans le Metering Code.

6.2 Obligations de publication concernant la facturation

- (1) La société nationale du réseau de transport est tenue de publier les tarifs d'utilisation du réseau, le montant annuel de la rétribution de l'utilisation du réseau et la totalité des redevances et des prestations fournies aux collectivités publiques au plus tard le 31 août de chaque année pour l'année suivante (art. 12, al. 1, LApEI et art. 10, OApEI).



Annexe 1: Détermination du facteur K

- (1) Le facteur K est toujours subordonné au point de raccordement, c'est pourquoi il est calculé en fonction de chaque point de raccordement. Le tarif de base pondéré nécessaire à la facturation est obtenu en multipliant ce facteur de correction K par le tarif de base fixe.
- (2) Le facteur K est déterminé à partir du rapport entre l'énergie soutirée par unité de temps et la somme de l'énergie soutirée et de l'énergie injectée par unité de temps à un point de raccordement. Les séries chronologiques déductibles dans les réseaux de distribution concernés et dans les éventuels réseaux de distribution sous-jacents sont prises en compte.

$$\text{Facteur } K = \begin{cases} 0, & \frac{E_A}{E_A + E_E} < 0.2 \\ \frac{5}{3} \frac{E_A}{E_A + E_E} - \frac{1}{3}, & 0.2 \leq \frac{E_A}{E_A + E_E} \leq 0.8 \\ 1, & \frac{E_A}{E_A + E_E} > 0.8 \end{cases}$$

- (3) Pour déterminer les quantités requises d'énergie soutirée EA et d'énergie injectée EE, les séries chronologiques déductibles (agrégées par les gestionnaires de réseau de distribution directement raccordés au réseau de transport) sont soustraites des valeurs de l'énergie mesurées à intervalles d'un quart d'heure sur le point de raccordement. Toutes les valeurs énergétiques qui en résultent supérieures à zéro relèvent de l'énergie soutirée EA correspondante, et les valeurs énergétiques négatives obtenues à intervalles d'un quart d'heure relèvent de l'énergie injectée EE correspondante.
- (4) En principe, cette procédure continue prend toujours les 12 derniers mois comme unité de temps. La facturation a toujours lieu après la clôture du dernier mois écoulé.
- (5) Lorsqu'un nouveau point de raccordement est ajouté, les composantes de base ne sont pas facturées le premier mois m avec le premier flux d'énergie sur ce point de raccordement.
- (6) Ce n'est qu'à partir du premier mois complet m+1 suivant le mois du premier flux d'énergie sur ce point de raccordement qu'une facturation est effectuée. Pour ce premier mois m+1, le facteur K est déterminé à partir de l'énergie soutirée calculée EA et de l'énergie injectée EE du mois complet m+1.
- (7) Pour le deuxième mois complet suivant le mois du premier flux d'énergie sur ce point de raccordement (mois m+2), le facteur K est déterminé à partir de l'énergie soutirée calculée EA et de l'énergie injectée EE sur les mois m+1 et m+2. Le tarif de base pondéré déjà facturé du mois précédent m+1 reste inchangé.
- (8) Du troisième au onzième mois complet inclus suivant le mois du premier flux d'énergie sur ce point de raccordement (mois m+3 à mois m+11 inclus), le facteur K est déterminé de façon similaire à partir de l'énergie soutirée EA et de l'énergie injectée EE des mois précédents. Les tarifs de base pondérés déjà facturés des mois précédents restent inchangés.
- (9) Pour le douzième mois complet et au-delà chaque suivant le mois du premier flux d'énergie sur ce point de raccordement (mois m+12 et suivants), le facteur K du mois de référence est déterminé selon un



processus continu à partir de l'énergie soutirée calculée EA et de l'énergie injectée EE sur les 11 derniers mois ainsi que sur le mois de référence. Les tarifs de base pondérés déjà facturés des mois précédents jusqu'au mois (inclus) précédant le mois de référence correspondant restent inchangés.

- (10) Tout changement de l'attribution des séries chronologiques déductibles est pris en compte lors de la détermination du facteur K au moyen de l'agrégation correspondante par les gestionnaires de réseau de distribution directement raccordés au réseau de transport.
- (11) Si aucune énergie ne circule sur un raccordement déclaré actif pendant 12 mois, le processus continu touche à ses limites. Dans ce cas très rare, le dernier facteur K calculé selon le processus continu après le 11e mois sans flux d'énergie est utilisé à partir du 12e mois. Ce facteur K est conservé et le tarif de base pondéré correspondant est facturé jusqu'à ce qu'un flux d'énergie circule à nouveau pendant un mois donné. Le processus continu est à nouveau utilisé à partir de ce mois.
- (12) Si aucune énergie ne circule pendant 24 mois sur un raccordement déclaré actif, celui-ci est traité conformément à l'annexe du contrat de raccordement au réseau «Conditions générales pour le raccordement au réseau de transport suisse» (CGRR) et comme un raccordement de secours avec $K = 1$ et la facturation correspondante du tarif de base fixe pondéré avec effet rétroactif pour les mois sans flux d'énergie, le cas échéant appliquée.
- (13) L'EICom a décrété des facteurs K dans des cas spéciaux par le passé.

