



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

Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH

Systématique de la branche pour la détermination
des coûts dans le contexte de l'utilisation du
réseau

SCCD – CH 2023

Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs et autrices des éditions 2007, 2009 et 2012

Rolf Meyer	IBAAarau	Président de la KoReKo*
Cédric Christmann	EBM	Membre de la KoReKo
Christine Döbeli	ewz	Membre de la KoReKo (depuis mars 2012)
Marcel Frei	ewz	Membre de la KoReKo (jusqu'en déc. 2011)
Marco Heer	CKW	Membre de la KoReKo
Lilian Heimgartner	Swissgrid	Membre de la KoReKo
Harald Henggi	BKW FMB Energie	Membre de la KoReKo
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Membre de la KoReKo
Karl Resch	EKZ	Membre de la KoReKo
Peter Ruesch	SIG	Membre de la KoReKo
Oswald Udry	Groupe E	Membre de la KoReKo

Direction du projet au sein de l'AES

Peter Betz, chef du projet MERKUR Access II
Marcel van Zijl, responsable Gestion d'entreprise

Auteurs et autrices de la révision 2014/2015

Rolf Meyer	IBAAarau	Président de la KoKuF** (jusqu'en mai 2015)
Cédric Christmann	EBM	Membre de la KoKuF
Christine Döbeli	ewz	Membre de la KoKuF
Boris Flade	Axpo	Membre de la KoKuF (jusqu'en déc. 2014)
Marco Heer	CKW	Membre de la KoKuF
Niklaus Mäder	AES	Secrétaire spécialisé de la KoKuF
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Présidente de la KoKuF (depuis mai 2015) / Membre de la KoKuF
Peter Ruesch	SIG	Membre de la KoKuF
Stephan Trösch	Energie Thun	Membre de la KoKuF
Manuel Trösch	BKW Energie	Membre de la KoKuF
Marc Wüst	IB Wohlen	Membre de la KoKuF
Willy Zeller	Groupe E	Membre de la KoKuF

Auteurs et autrices de la révision 2016/2018

Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Présidente de la KoKuF
Mauro Braghetta	Azienda Elettrica Ticinese	Membre de la KoKuF
Cédric Christmann	EBM	Membre de la KoKuF
Christine Döbeli	ewz	Membre de la KoKuF
Marco Heer	CKW	Membre de la KoKuF



Oliver Junker	Axpo Power	Membre de la KoKuF
Niklaus Mäder	AES	Secrétaire spécialisé de la KoKuF
Marion Marty	SIL	Membre de la KoKuF
Stephan Trösch	Energie Thun	Membre de la KoKuF
Manuel Trösch	BKW Energie	Membre de la KoKuF
Marc Wüst	IB Wohlen	Membre de la KoKuF
Willy Zeller	Groupe E	Membre de la KoKuF

Auteurs et autrices de la révision 2019

Christine Döbeli	ewz	Présidente de la KoKuF
Ruedi Wermelinger	BKW	Membre de la KoKuF
Raphael Zwahlen	AES	Secrétaire spécialisé de la KoKuF
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Membre de la KoKuF
Mauro Braghetta	Azienda Elettrica Ticinese	Membre de la KoKuF
Lilian Heimgartner	IBB	Membre de la KoKuF
Marc Wüst	IB Wohlen	
Marco Heer	CKW	Membre de la KoKuF
Patrik Kornmayer	Axpo Power	Membre de la KoKuF
Willy Zeller	Groupe E	Membre de la KoKuF
Marion Marty	SIL	Membre de la KoKuF
Stephan Trösch	Energie Thun	Membre de la KoKuF

Auteurs et autrices de la révision 2021

Mauro Braghetta	AET	Membre de la KoKuF
Christine Döbeli	ewz	Présidente de la KoKuF
Marco Heer	CKW	Membre de la KoKuF
Lilian Heimgartner	IBB	Membre de la KoKuF
Patrik Kornmayer	Axpo	Membre de la KoKuF
Marion Marty	SIL	Membre de la KoKuF
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Membre de la KoKuF
Stephan Trösch	Energie Thun	Membre de la KoKuF
Ruedi Wermelinger	BKW	Membre de la KoKuF
Marc Wüst	IB Wohlen	Membre de la KoKuF
Willy Zeller	Groupe E	Membre de la KoKuF
Tobias Minder	AES	Secrétaire spécialisé de la KoKuF

Auteurs et autrices de la révision 2023

Mauro Braghetta	AET	Membre de la KoKuF
Christine Döbeli	ewz	Présidente de la KoKuF
Marco Heer	CKW	Membre de la KoKuF
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Membre de la KoKuF
Aurelio Meyer	Axpo	Membre de la KoKuF
Marc Wüst	IB Wohlen	Membre de la KoKuF
Thomas Schmid	BKW	Membre de la KoKuF
Ruedi Wermelinger	CKW	Membre de la KoKuF



Cédric Chanez	Groupe E	Membre de la KoKuF
Lilian Heimgartner	IBB	Membre de la KoKuF
Stephan Trösch	Energie Thun	Membre de la KoKuF
Michael Wegmüller	IB-Murten	Membre de la KoKuF
Romina Schürch	AES	Groupe de travail

* KoReKo = Commission pour le calcul des coûts

** KoKuF = Commission Coûts et finances

Responsabilité commission

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

Ce document est un document de la branche pour le marché de l'électricité (directive au sens de l'art. 27, al. 4 OApEI).



Chronologie

31 mars 2005	Version 1.0
15 juin 2006	Version 1.1
Décembre 2007	Approbation de la version SCCD 2007 par le Comité de l'AES
Juillet 2009	Approbation de la version SCCD 2009 par le Comité de l'AES
Oct. 2011-mars 2012	Mise à jour et révision par la KoReKo et l'AES
Avril/mai 2012	Consultation (branche et consommateurs finaux, art. 27, al. 4 OApEI)
4 juillet 2012	Approbation de la version SCCD 2012 par le Comité de l'AES
Août 2014-fév. 2015	Mise à jour et révision par la KoKuF et l'AES
Mars-mai 2015	Consultation (branche et consommateurs finaux, art. 27, al. 4 OApEI)
2 septembre 2015	Approbation de la version SCCD 2015 par le Comité de l'AES
Août 2016-janv. 2018	Mise à jour et révision par la KoKuF et l'AES
Fév.-mars 2018	Consultation (branche et consommateurs finaux, art. 27, al. 4 OApEI)
2 mai 2018	Approbation de la version SCCD 2018 par le Comité de l'AES
Juin/juillet 2019	Révision par la Commission Coûts et finances
Août/septembre 2019	Consultation auprès des membres de la branche de l'AES, des groupements d'intérêts et des commissions
23 octobre 2019	Approbation de la version 2019 par le Comité de l'AES
Février-mars 2021	Approbation par le Comité de l'AES
Avril-mai 2021	Consultation auprès des membres de la branche de l'AES, des groupements d'intérêts et des commissions
Juillet 2021	Approbation de la version 2021 par le Comité de l'AES
Janvier-mars 2023	Révision par la Commission Coûts et finances
Avril/mai 2023	Consultation auprès des membres de la branche de l'AES, des groupements d'intérêts, des commissions et des entreprises de la branche
5 juillet 2023	Approbation de la version 2023 par le Comité de l'AES

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

L'AES approuve ce document à la date du 5 juillet 2023.

Imprimé n° 1013/f, édition 2023

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents à des fins commerciales n'est autorisée qu'avec l'accord de l'AES et contre rémunération. Sauf pour utilisation personnelle, toute copie, distribution ou autre utilisation de ces documents est interdite. L'AES décline toute responsabilité quant aux éventuelles erreurs contenues dans ce document et se réserve le droit de modifier ce document à tout moment sans avertissement préalable.



Égalité linguistique entre les genres. 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 toutefois à tous les genres. Merci de votre compréhension.



Table des matières

Avant-propos	9
Introduction	10
1. Principes	11
1.1 Cadre juridique.....	12
1.2 Directives et pratique de l'EICom.....	13
2. Délimitation des coûts du réseau de distribution d'électricité à d'autres activités	14
3. Articulation des éléments d'une comptabilité analytique.....	14
4. Origine des coûts et délimitation.....	15
4.1 Délimitation entre les comptabilités financière et analytique	15
4.2 Coûts calculés du capital.....	16
4.2.1 Généralités.....	16
4.2.2 Comptabilité des immobilisations	17
4.2.3 Principes d'activation.....	19
4.2.4 Amortissements calculés	20
4.2.4.1 Base de valeur.....	20
4.2.4.2 Durée d'amortissement	20
4.2.4.3 Méthode d'amortissement.....	22
4.2.4.4 Amortissements calculés imputables.....	22
4.2.5 Intérêts calculés	23
4.2.5.1 Capital nécessaire à l'exploitation	23
4.2.5.2 Taux d'intérêt calculé	23
4.3 Éléments de coûts imputables à l'utilisation du réseau.....	23
5. Saisie des coûts (centres de coûts / mandats / projets).....	41
5.1 Centres de coûts organisationnels.....	41
5.2 Centres de coûts des immobilisations.....	41
5.3 Autres centres de coûts.....	42
5.4 Mandats/projets	43
6. Compte des coûts par unité d'imputation	43
6.1 Introduction.....	43
6.2 La structure du compte des coûts par unité d'imputation.....	43
6.3 Attribution des coûts.....	45
6.4 Calcul des tarifs d'utilisation du réseau.....	45

Liste des figures

Figure 1:	Principe de la délimitation matérielle des charges et des coûts	15
Figure 2:	Principe de la délimitation matérielle des produits et des revenus	16
Figure 3	Systèmes de mesure des catégories de coûts 510 et 520	30
Figure 4:	Flux financier dans le domaine des activités de réseau de distribution	41
Figure 5:	Présentation des différents niveaux de réseau	42
Figure 6:	Structure des unités d'imputation minimale dans le domaine Réseaux	44



Liste des tableaux

Tableau 1:	Durée d'amortissement par classe d'immobilisations	22
Tableau 2:	Coûts imputables dans le domaine des réseaux	26



Avant-propos

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

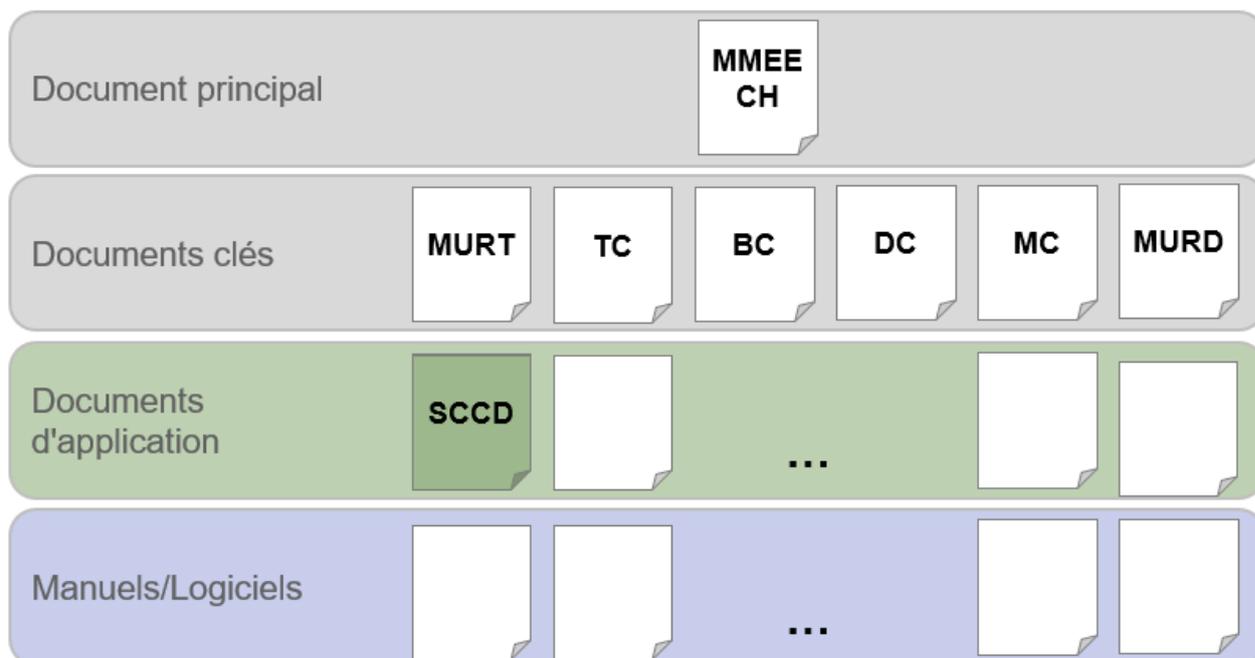
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de cette dernière selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: Modèle de marché pour l'énergie électrique (MMEE)
- Documents clés: Modèle d'utilisation du réseau de transport suisse (MURT), Transmission Code (TC), Balancing Concept (BC), Distribution Code (DC), Metering Code (MC), Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution (MURD)
- Documents d'application
- Manuels/Logiciels

Le présent document «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH» est un document d'application.

Structure des documents



Introduction

- (1) Ce schéma de calcul des coûts présente une systématique de la branche pour la détermination des coûts dans le contexte de l'utilisation du réseau de distribution. Il s'appuie sur les documents de la branche publiés par l'AES. Il tient notamment compte du «Modèle d'utilisation du réseau de distribution (MURD – CH)» et revêt le statut d'une recommandation de la branche (document d'application). Le schéma de calcul des coûts établit des bases communes pour les gestionnaires de réseau de distribution avec des définitions harmonisées des termes applicables afin d'apporter au mieux la preuve de l'absence de discrimination dans l'utilisation du réseau, du point de vue financier.
- (2) La présente édition remplace la version de juillet 2021. La LApEI est mentionnée dans sa version du 1^{er} janvier 2023, et l'OApEI dans sa version du 1^{er} avril 2023. La présente édition est applicable à l'année tarifaire 2024 et aux suivantes.
- (3) La LApEI prévoit diverses étapes de libéralisation. Dans une première phase, les clients finaux ayant une consommation annuelle inférieure à 100 MWh ou ceux qui renoncent au (libre) accès au réseau restent dans l'approvisionnement de base. Celui-ci s'effectue de façon intégrale, avec ce que l'on appelle un «tarif d'électricité» avec indication séparée de la rétribution d'utilisation du réseau et de l'énergie, de même que d'autres composantes du tarif. La détermination des coûts pour l'utilisation du réseau est décrite dans ce document.
- (4) Dans les dispositions en vigueur de la LApEI, la tenue d'unités d'imputation est prévue pour la fourniture d'énergie à des consommateurs finaux captifs (art. 6 LApEI). La détermination des coûts imputables et l'attribution des coûts qui s'y rapportent ne font pas l'objet du présent schéma de calcul des coûts, mais sont décrites dans le Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement – Systématique de la branche pour la détermination des coûts de fourniture d'énergie au consommateur final avec approvisionnement de base (SCCA).
- (5) L'activité d'une entreprise d'approvisionnement en électricité se subdivise en plusieurs secteurs d'activité: «Réseau», «Énergie» et, selon l'activité commerciale, un ou plusieurs secteurs pour les autres activités. Le présent document se concentre sur des points précis du secteur d'activité «Réseau».
- (6) L'exigence d'établir une comptabilité analytique en plus de la présentation externe des comptes (art. 11 LApEI) s'applique à tous les gestionnaires de réseau de distribution, indépendamment de leur type de présentation externe. Les gestionnaires de réseau qui ont appliqué le modèle comptable officiel pour la présentation des comptes doivent également introduire une comptabilité analytique. Bien que destiné à servir de fil conducteur pour l'ensemble de la branche, le schéma de calcul des coûts donne une certaine marge de manœuvre à chaque EAE. Conformément à la directive 5/2022 de l'El-Com du 29 septembre 2022 concernant la comptabilité analytique, l'envoi jusqu'au 31 août de l'année concernée ainsi que la modification maximum sur cinq exercices sont confirmés rétroactivement.
- (7) Le schéma de calcul des coûts repose sur la comptabilité analytique en tant qu'instrument de gestion interne des entreprises, basé sur des critères objectifs. La comptabilité analytique reflète les flux financiers de l'entreprise et sert à apprécier la rentabilité des prestations internes ainsi qu'à documenter les résultats objectifs des unités d'imputation, des produits ou groupes de produits et des segments de marché comme de l'entreprise dans son ensemble. Il s'agit d'un élément essentiel de la gestion de l'entreprise et du pilotage de ses ressources personnelles et financières (allocation des facteurs).



- (8) La comptabilité analytique constitue la base qui permet de relever les coûts imputables et de déterminer le prix (calcul des coûts tarifaires) de l'utilisation du réseau. La détermination des prix (pricing) s'appuie sur les critères du coût et du marché ainsi que, dans le domaine du réseau, sur les dispositions légales. La détermination de la base des coûts pour la part d'énergie des tarifs d'électricité, comme mentionné ci-dessus, n'est pas l'objet de ce document. Cette façon de faire sert également à constater la non-discrimination et l'absence de «subventions croisées» dans les activités de réseau (séparation des activités).
- (9) Le présent SCCD traite des thèmes suivants:
- Bases de la comptabilité analytique
 - Éléments de coûts imputables
 - Base de valeurs
 - Flux financier
 - Compte des coûts par unité d'imputation

1. Principes

- (1) Les principes ci-après s'appliquent à la comptabilité analytique (schéma de calcul des coûts).
- (2) La mission principale du schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution est d'indiquer de manière claire et compréhensible la marche à suivre pour:
- Déterminer le montant des coûts imputables en vue du calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau
 - Attribuer les coûts imputables aux unités d'imputation de l'utilisation du réseau selon des critères objectifs d'origine des coûts.
- (3) Le schéma de calcul des coûts suit l'approche du «Modèle d'utilisation du réseau de distribution de l'AES (MURD – CH)». Le modèle d'utilisation du réseau prévoit la séparation comptable du réseau de distribution des autres secteurs d'activité. La rémunération pour l'utilisation du réseau est déterminée par l'ensemble des coûts causalement liés à la mise à disposition de l'utilisation du réseau.
- (4) La comptabilité analytique est menée sur la base des coûts complets en tenant compte d'un intérêt équitable sur le capital investi (y compris un bénéfice adéquat) et de la conservation de la substance, ainsi que de l'imputation complète des coûts opérationnels de chaque niveau de réseau. Il convient d'assurer la continuité des méthodes appliquées dans la comptabilité analytique. Lorsque des modifications sont apportées, il s'agit de les mettre clairement en évidence. La rédaction du présent schéma de calcul des coûts a été guidée en particulier par la LApEI et l'OApEI.
- (5) La recommandation de la branche «Évaluation des réseaux de distribution suisses», NBVN - CH 2007, contient des bases méthodiques uniformes pour évaluer les réseaux de distribution (niveaux de réseau 2-7) lorsque des documents manquent ou sont incomplets. Cette recommandation de la branche n'est plus mise à jour, mais reste disponible en raison de son importance historique (documentation des premières évaluations).



1.1 Cadre juridique

Ci-après sont résumées les principales bases juridiques provenant de la législation sur l'approvisionnement en électricité. Elles reprennent les principaux aspects du point de vue des coûts de réseau imputables. Les prescriptions sur les tarifications ne sont donc pas visées par cette liste.

- (1) **L'art. 10 LApEI** contraint les entreprises d'approvisionnement en électricité à assurer l'indépendance de l'exploitation du réseau. Les subventions croisées entre l'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activité sont interdites.
- (2) **L'art. 11 LApEI** contraint les gestionnaires et les propriétaires des réseaux de distribution et des réseaux de transport à établir pour chaque réseau des comptes annuels et une comptabilité analytique. **L'art. 7 OApEI** détermine la base de la comptabilité analytique. En particulier, **l'art. 7, al. 2 OApEI** contraint les gestionnaires et les propriétaires de réseau à définir une méthode uniforme de comptabilité analytique dans une directive de la branche, c'est-à-dire la base du présent document.
- (3) **L'art 12, al. 1 LApEI et l'art. 10 OApEI** contraignent les gestionnaires de réseau à rendre facilement accessibles les informations nécessaires à l'utilisation du réseau et à les publier au plus tard le 31 août, notamment par le biais d'un site Internet unique, accessible librement.
- (4) **L'art 14 LApEI et l'art. 15 OApEI** règlent la rémunération pour l'utilisation du réseau et les coûts de réseau imputables. La rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser la somme des coûts imputables et des redevances et prestations fournies à des collectivités publiques. Les coûts de réseau imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'un réseau sûr, performant et efficace. En particulier, **l'art. 15a LApEI** règle individuellement les coûts facturés pour l'énergie d'ajustement et **l'art. 16 LApEI** règle les coûts d'utilisation du réseau pour la fourniture transfrontalière d'électricité. Les **art. 17a et 17b LApEI** règlent les systèmes de mesure intelligents et les systèmes de commande et de réglage intelligents dans le système de mesure. Les **art. 13a, b, c et d OApEI** listent en détail les coûts imputables des catégories suivantes: systèmes de mesure, de commande et de réglage; mesures novatrices pour des réseaux intelligents; mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation; mesures d'information et de l'information du public.
- (5) **L'art. 3 OApEI** prescrit que les gestionnaires de réseau édictent des directives transparentes et non discriminatoires régissant l'attribution des consommateurs finaux, des producteurs d'électricité et des gestionnaires de réseau à un niveau de réseau donné (al. 1) et fixent les directives correspondantes pour le dédommagement et les affectations de coûts qui y sont liés en cas de changement de raccordement (al. 2).
- (6) **L'art. 13 OApEI** règle les coûts de capital imputables. 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, les amortissements comptables annuels calculés ainsi que le calcul des intérêts annuels.
- (7) **L'art. 15 OApEI, l'art. 16 OApEI et l'art. 17 OApEI** règlent l'imputation des coûts du réseau de transport et du réseau de distribution. **L'art. 15 OApEI** règle l'imputation des coûts du réseau de transport, en particulier la facturation individuelle aux gestionnaires de réseau et aux consommateurs finaux raccordés directement au réseau de transport, aux groupes-bilan et à ceux qui ont occasionné des manques à gagner. **L'art. 16 OApEI** règle l'imputation des coûts du réseau de distribution qui ne



peuvent pas être facturés individuellement, des taxes et des prestations fournies aux collectivités publiques ainsi que de la participation à un réseau de niveau supérieur. **L'art. 17 OApEI** fixe l'imputation des coûts entre réseaux et la 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.

- (8) **L'art. 18a OApEI** contraint les gestionnaires de réseau de distribution à compenser les différences de couverture au niveau des rémunérations pour l'utilisation du réseau dans les trois années tarifaires suivantes (principe de l'année de base t+2). En cas de découverts de couverture, il est possible de renoncer à la compensation. Dans des cas justifiés, l'EICoM peut prolonger le délai de compensation d'une différence de couverture. Pour rémunérer les différences de couverture dans l'approvisionnement de base, le gestionnaire de réseau de distribution doit utiliser, au maximum en cas de découvert de couverture ou au minimum en cas d'excédent de couverture, le taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 de l'OAPEI. Les nouvelles dispositions relatives aux différences de couverture s'appliqueront pour la première fois pour les différences de couverture de l'exercice 2024¹ (art. 31m OApEI). **L'annexe 1 OApEI** fixe la détermination du coût moyen pondéré du capital. Il en indique la définition et règle son calcul et sa fixation annuels, le taux d'intérêt sans risque pour les fonds propres, la prime de risque de marché, le bêta *levered*, le taux d'intérêt sans risque pour les fonds étrangers et la prime de risque d'insolvabilité, frais d'émission et frais d'acquisition y compris.
- (9) **L'art. 31a-m OApEI** contient les dispositions transitoires notamment sur le taux d'intérêt des valeurs patrimoniales nécessaires à l'exploitation et le facteur de correction (art. 31a), sur les tarifs d'utilisation du réseau (art. 31g) et sur les différences de couverture (art. 31m OApEI).

1.2 Directives et pratique de l'EICoM

La **directive 1/2016** sur les «Pertes actives: imputation d'énergie de qualité différente» du 18 août 2016 établit que sont imputables les coûts supplémentaires occasionnés par l'acquisition de courant de qualité supérieure, uniquement pour la part que représente ce type de courant dans le produit standard du gestionnaire de réseau (sans part de bénéfice).

La **directive 2/2019** sur les «Différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes» du 5 mars 2019 établit que, Conformément à l'art. 19, al. 2 OApEI, les excédents de couverture réalisés dans le passé doivent être compensés par une réduction, dans le futur, des tarifs d'utilisation du réseau et des tarifs d'électricité. Des découverts peuvent également être compensés les années suivantes. L'application d'un délai de prescription de 5 ans et la manière de traiter celui-ci ne sont jusqu'à présent pas clarifiées de façon juridiquement contraignante dans le cadre des différences de couverture.

Pour les différences de couverture de l'exercice 2024², les nouvelles dispositions figurant dans l'OAPEI s'appliquent pour la première fois. On peut donc partir du principe que cette directive sera adaptée d'ici là en fonction des nouvelles dispositions.

La **directive 5/2022** sur la «Comptabilité analytique (calcul des coûts): présentation et adaptation rétroactive» du 20 septembre 2022 contient les prescriptions principales de l'EICoM pour la présentation et l'adaptation rétroactive de la comptabilité analytique. Il y est confirmé que la présentation annuelle de la

¹ Étant donné que l'OAPEI révisée est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2023, «l'exercice suivant l'entrée en vigueur» mentionné dans le texte de l'ordonnance (art. 31m OApEI) désigne l'année tarifaire 2024.

² Étant donné que l'OAPEI révisée est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2023, «l'exercice suivant l'entrée en vigueur» mentionné dans le texte de l'ordonnance (art. 31m OApEI) désigne l'année tarifaire 2024.



comptabilité analytique est autorisée jusqu'au 31 août de l'année en question et que son adaptation rétroactive est autorisée pour les cinq derniers exercices comptables au maximum.

2. Délimitation des coûts du réseau de distribution d'électricité à d'autres activités

- (1) En principe, les coûts et les revenus des autres activités sont séparés de ceux du réseau de distribution d'électricité (tenue de comptabilités de secteur d'activités distinctes). Si ce n'est pas le cas, les revenus des autres activités doivent être crédités au réseau de distribution d'électricité. Si, p. ex., des réseaux de gaz, d'eau, de chaleur ou de télécommunication sont créés avec pour seul but la fourniture de ces prestations, les coûts qui en résultent sont compris dans les autres activités et non dans les coûts imputables au réseau de distribution d'électricité.
- (2) La délimitation et l'attribution des coûts doivent être effectuées de façon non discriminatoire, pertinente, uniforme, compréhensible et selon le principe de causalité. Les coûts qui ne peuvent pas être attribués directement doivent être répartis proportionnellement, sur la base de valeurs effectives³, entre le réseau de distribution d'électricité et les autres activités au moyen de clés de répartition selon les principes mentionnés précédemment. Ces clés de répartition doivent être fixées par écrit et respecter le principe de constance. La séparation des coûts doit pouvoir être vérifiable sur la base de la comptabilité analytique. Les subventions croisées sont interdites. Dans les autres activités, il faut également prendre en compte la part des frais administratifs généraux. Les revenus des prestations pour des tiers, qui sont fournies au moyen de l'infrastructure de réseau de distribution d'électricité, comme les locations ou les droits d'utilisation sur des tracés ou des conduites vides, doivent être traités selon les mêmes principes et crédités au réseau électrique.

3. Articulation des éléments d'une comptabilité analytique

- (1) La comptabilité analytique est articulée en règle générale selon les domaines suivants:
 - Compte de types de coûts (Quels sont les coûts à supporter?)
 - Compte des centres de coûts (Quelles unités organisationnelles ou comptables ont causé ces coûts?)
 - Compte des coûts par unité d'imputation (Quels produits ont causé ces coûts?)
 - Compte des mandats pour les mandats (et projets) internes et les commandes passées auprès de tiers

³ Voir à ce sujet les explications figurant dans l'ATF 2C_297/2019 du 28 mai 2020 dans l'affaire ewb et dans le courrier de conclusion de l'EICom concernant ewb (211-00016) du 22 février 2022.



4. Origine des coûts et délimitation

- (1) Des délimitations matérielles et temporelles des coûts et des revenus sont à effectuer dans la comptabilité analytique. La délimitation dans le temps a normalement déjà lieu dans les comptes financiers (périodes comptables); ainsi, il suffit de délimiter dans la comptabilité analytique les chiffres sur le plan matériel.

4.1 Délimitation entre les comptabilités financière et analytique

- (1) Le schéma de délimitation ci-après s'applique à la détermination des coûts et revenus imputables:

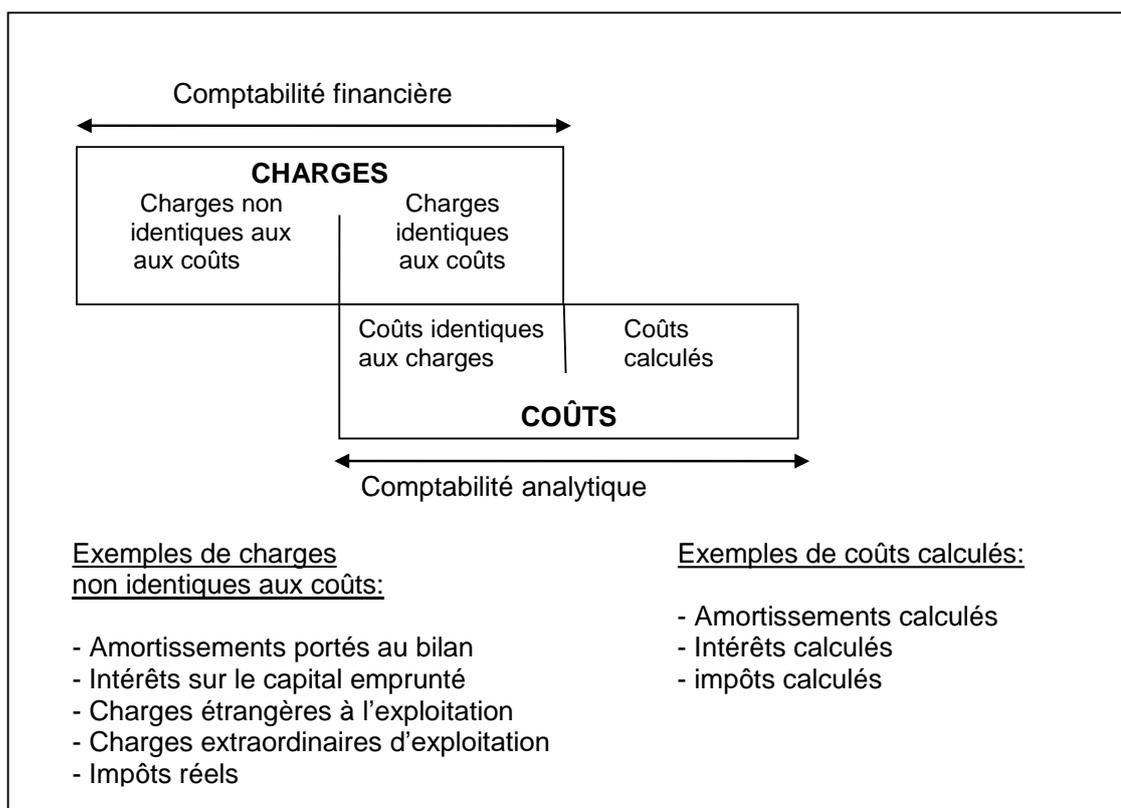


Figure 1: Principe de la délimitation matérielle des charges et des coûts



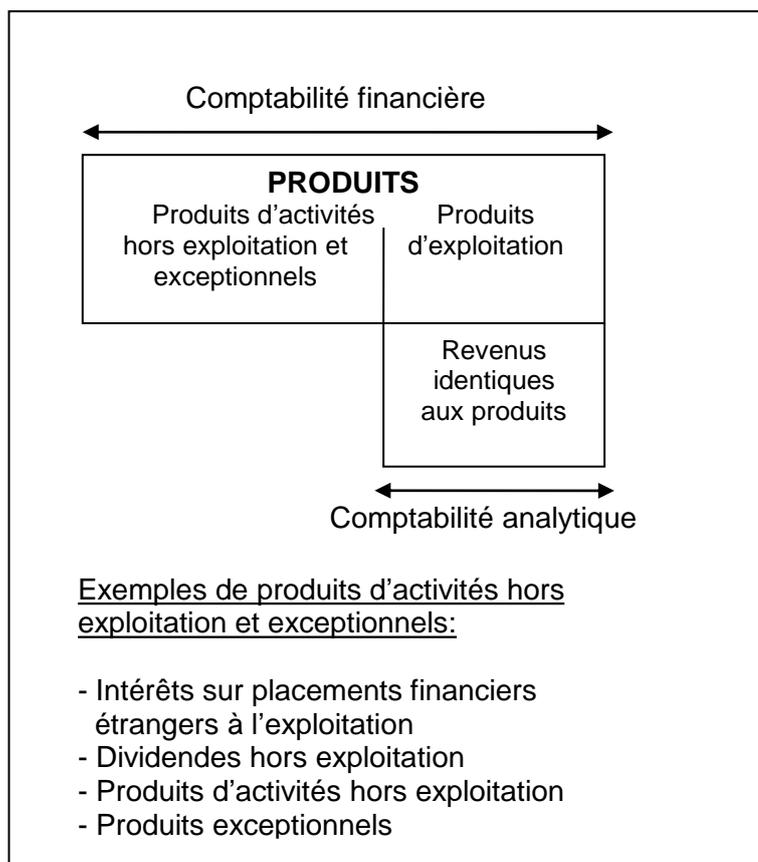


Figure 2: Principe de la délimitation matérielle des produits et des revenus

(2) Il existe deux catégories de coûts et de revenus:

- Coûts identiques aux charges / revenus identiques aux produits: ils regroupent toutes les catégories de coûts et de revenus que l'on retrouve avec le même montant (dans la délimitation temporelle donnée) dans la comptabilité financière (p. ex. les salaires, le matériel, les prestations de tiers, y compris les coûts de réseaux situés en amont, les chiffres d'affaires).
- Coûts calculés: les coûts calculés diffèrent des chiffres figurant dans la comptabilité financière; ils permettent la présentation du résultat d'exploitation dans la comptabilité analytique.

4.2 Coûts calculés du capital

4.2.1 Généralités

(1) Les coûts calculés du capital comprennent les deux types de coûts suivants:

- Amortissements calculés
- Intérêts calculés.

(2) La dépréciation de valeur des immobilisations est représentée par les amortissements calculés, indépendamment des valeurs de la présentation externe des comptes des entreprises.



- (3) La prise en considération des intérêts calculés garantit que le capital investi dans l'entreprise, immobilisations en cours de construction incluses, est rémunéré de manière équitable (y compris un bénéfice adéquat).
- (4) La création et la tenue d'une comptabilité complète des immobilisations dans le cadre de la comptabilité analytique sont indispensables aux gestionnaires de réseau afin de pouvoir déterminer les valeurs de base utilisées pour le calcul des coûts du capital imputables.

4.2.2 Comptabilité des immobilisations

- (1) Sauf indication contraire explicite, la comptabilité des immobilisations mentionnée dans le présent document fait référence à la comptabilité établie dans le cadre de la comptabilité analytique selon l'art. 11 LApEI. Elle doit être distinguée de la comptabilité des immobilisations établie pour la présentation externe des comptes (comptabilité financière).
- (2) La pratique reposant sur l'économie d'entreprise (comptabilité analytique) s'applique à la comptabilité des immobilisations pour le calcul des coûts du capital imputables. Les valeurs des immobilisations et les réévaluations en comptabilité financière ne sont pas déterminantes pour les coûts calculés (voir arrêt du Tribunal fédéral du 3 juillet 2012 dans le cadre des procédures jointes 2C_25/2011 et 2C_58/2011, ch. 4.6.2).
- (3) Les coûts du capital sont déterminés sur la base des coûts initiaux d'achat ou de construction (ci-après appelés valeurs d'acquisition) des installations existantes (art. 15 LApEI), que l'entreprise fournisse elle-même la prestation ou qu'elle la commande auprès d'entreprises tierces. Dans ce contexte, seuls les coûts de construction de l'installation sont considérés comme valeur d'acquisition (art. 13, al. 2 OApEI). Dans les coûts de construction sont aussi compris les coûts d'étude des projets, de planification et d'installation. Selon le Tribunal fédéral, la limitation de l'art. 13, al. 2 OApEI aux «coûts de construction» est bien trop restrictive et doit être étendue aux prix d'achat versés dans le cadre de la construction de l'installation (ATF 140 II 415, E 5.5.3).
- (4) Les valeurs d'acquisition peuvent également être déterminées exceptionnellement de façon synthétique s'il manque des pièces justificatives (art. 13, al. 4 OApEI; pour l'interprétation du terme «exceptionnellement», voir arrêt du Tribunal fédéral du 3 juillet 2012 dans le cadre des procédures jointes 2C_25/2011 et 2C_58/2011, ch. 6.1-6.3). En vertu de l'art. 13, al. 4 OApEI, dernière phrase, cette méthode implique une déduction de 20% de la valeur calculée. Selon la jurisprudence du Tribunal fédéral, cette déduction forfaitaire de 20% reste admissible tant que les propriétaires de réseau ne peuvent prouver qu'elle conduit dans le cas particulier à une évaluation contraire à la loi (arrêt du Tribunal fédéral du 3 juillet 2012 dans le cadre des procédures jointes 2C_25/2011 et 2C_58/2011, ch. 7.7). En particulier, seule une déduction réduite, voire aucune déduction, (n')est autorisée si l'évaluation synthétique est réalisée au moyen de valeurs unitaires qui peuvent être prouvées historiquement de manière suffisante.
- (5) Les valeurs synthétiques d'acquisition sont déduites au moyen de l'indexation rétroactive des coûts de remplacement sur l'année d'établissement. Pour cela, on multiplie d'abord les quantités des composants de l'infrastructure de réseau par les prix unitaires correspondants. Ces derniers correspondent aux coûts d'acquisition d'un composant de la comptabilité des immobilisations. Des détails sur l'évaluation des réseaux au moyen des prix unitaires figurent dans le document de la branche NBVN-CH 2007.



- (6) Le principe de la valeur d'acquisition s'applique aussi lorsque la valeur initiale d'acquisition est reconstituée au moyen d'une série d'indices (évaluation synthétique) et lorsque les nouvelles installations sont activées à la valeur d'acquisition actuelle. Les mêmes principes s'appliquent aux contributions au raccordement et aux coûts du réseau.
- (7) Les amortissements sont effectués de manière linéaire sur une durée d'amortissement définie par classe d'immobilisations, uniforme et réaliste (voir chapitre 4.2.4.2 ci-dessous), jusqu'à la valeur résiduelle zéro (art. 13, al. 1 et 2 OApEI). Le début de l'amortissement correspond au moment de la mise en service.
- (8) Lors de la reprise d'immobilisations matérielles (p. ex. acquisition de réseaux), on applique également les principes d'économie d'entreprise. Du point de vue de la comptabilité analytique, les valeurs ressortant de la comptabilité financière ne sont, là encore, pas déterminantes (arrêt du Tribunal fédéral du 3 juillet 2012 dans le cadre des procédures jointes 2C_25/2011 et 2C_58/2011). Par ailleurs, dans le cas d'une acquisition de réseaux, ce n'est pas le prix d'achat payé par l'acquéreur qui est déterminant, mais les coûts déboursés dans le cadre de la construction originale de l'installation (ATF 140 II 415, E 5.9).
- (9) Les immobilisations estimées sur la base des coûts de remplacement (immobilisations évaluées synthétiquement) doivent être répertoriées séparément dans la comptabilité analytique (art. 7, al. 3, let. b OApEI). Cette différenciation est nécessaire pour pouvoir appliquer la déduction correspondante. Pour des raisons matérielles, il n'est pas recommandé de prendre en compte dans la comptabilité des immobilisations la déduction sur les valeurs des immobilisations déterminées conformément à l'art. 13, al. 4 OApEI, faute de quoi on perdrait les informations destinées aux justificatifs d'assurance ou aux investissements de remplacement ultérieurs. La déduction est par conséquent effectuée dans le chapitre 4.2.4.1 ci-dessous sur la base de valeur, ci-dessous.
- (10) Les coûts des renforcements du réseau nécessaires à l'injection visée aux art. 15 et 19 de la Loi sur l'énergie du 30 septembre 2016 doivent également être répertoriés séparément, conformément à l'art. 7, al. 3, let. h OApEI.
- (11) La comptabilité analytique doit faire apparaître séparément les coûts des systèmes de mesure et d'information, les coûts des systèmes de mesure intelligents, les coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents, ainsi que les coûts des mesures novatrices (art. 7, al. 3, let. f, f^{bis}, m et n OApEI) (concernant la description des coûts correspondants, cf. position 500, plus loin).
- (12) Selon l'art. 11b de l'Ordonnance sur les lignes électriques (OLEI), les coûts des projets de câblage valent aussi comme des coûts imputables dans la mesure où ils ne dépassent pas le facteur de surcoût correspondant fixé dans l'ordonnance. Les coûts allant au-delà doivent pouvoir être attribués à une autre unité d'imputation dans la mesure où un câblage devrait tout de même être mis en place, par exemple pour des raisons politiques. Concernant le facteur de surcoût en cas de câblage, l'art. 15c LIE ainsi que les art. 11b, 11c, 11d et 11e OLEI qui s'y rapportent sont entrés en application au 1er juin 2020.
- (13) Les contributions de raccordement au réseau (dans la mesure où les coûts ont été activés), les contributions aux coûts du réseau et les contributions aux renforcements du réseau doivent être répertoriées séparément (art. 7, al. 3, let. i OApEI). Les contributions aux coûts du réseau sont inscrites au passif du bilan (brut) et les contributions de raccordement au réseau sont inscrites au passif du bilan



ou compensées avec la valeur activée de l'immobilisation dans la mesure où les coûts correspondants sont activés et qu'ils ne sont pas comptabilisés sur une unité d'imputation séparée pour les contributions de raccordement au réseau. Dans la méthode brute, l'amortissement (négalif) se fait de manière analogue à la classe d'immobilisations. Ainsi, la détermination des prix tient adéquatement compte des contributions aux coûts du réseau déjà payées par les clients. Comme alternative, les contributions aux coûts du réseau peuvent également être comptabilisées en tant que revenus diminuant les coûts, répartis sur les immobilisations existantes, par niveau de réseau (voir aussi Recommandation de la branche Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution)). Les principes de base adéquats doivent être fixés par les organes compétents de l'entreprise et être présentés selon l'art. 7, al. 3 et 4 OApEI.

- (14) Lors de l'activation des raccordements au réseau, il est possible d'opérer une distinction entre les câbles et le tracé (durées d'utilisation différentes). Les contributions de raccordement au réseau peuvent être inscrites au passif avec une durée d'utilisation pondérée (correspondant à la part du tracé et à la part des câbles) sans répartition entre câbles et tracé.
- (15) Les contributions aux coûts du réseau doivent être réparties entre les différents niveaux de réseau en fonction de leur sollicitation (voir Recommandation de la branche Raccordement au réseau (pour toutes les personnes raccordées au réseau de distribution)). Elles peuvent être inscrites au passif avec une durée d'utilisation pondérée (en fonction de la part des différentes classes d'immobilisations) sans répartition entre les classes d'immobilisations.

4.2.3 Principes d'activation

- (1) Selon l'art. 7, al. 4 OApEI, chaque gestionnaire et propriétaire de réseau doit faire connaître les règles selon lesquelles les investissements sont portés à l'actif. Il faut répertorier dans l'actif immobilisé les objets (coûts de mise en service compris) qui ont pour but de servir l'activité commerciale à long terme et de réaliser de futurs profits économiques pour l'entreprise. Les futurs profits économiques peuvent également être apportés indirectement: si les immobilisations matérielles acquises pour des raisons de sécurité et de protection de l'environnement n'augmentent pas directement les futurs profits économiques, de telles immobilisations matérielles doivent cependant figurer comme valeurs du capital, car elles permettent à l'entreprise de poursuivre l'exploitation et ainsi de réaliser des profits économiques futurs sur les autres valeurs du capital. Dès lors que les pièces de rechange et les appareils d'entretien ne peuvent être utilisés qu'avec une immobilisation matérielle, ils doivent également être activés comme immobilisation matérielle (sinon activation comme stocks avec saisie des coûts ultérieure lors de la consommation). Si des travaux d'entretien réguliers importants sont nécessaires pour continuer l'exploitation d'une immobilisation matérielle, les coûts peuvent également être activés (p. ex. réhabilitation du transformateur).
- (2) Il faut activer les investissements dans les immobilisations matérielles lorsqu'elles sont utilisées sur plusieurs périodes de facturation, qu'elles dépassent la limite inférieure d'activation (également en tant qu'objet groupé) et qu'elles apportent un intérêt économique. La limite inférieure d'activation d'une immobilisation matérielle est fixée par une organisation en tenant compte de l'importance relative et définit la valeur ou l'unité de quantité minimale à activer. Si la condition du profit économique direct ou indirect n'est pas remplie, les coûts doivent être comptabilisés en tant que coûts d'exploitation indépendamment de la limite d'activation.
- (3) Les coûts de démolition doivent être comptabilisés via le compte de résultat. Selon les termes de la décision 211-00016 «Netznutzungs- und Elektrizitätstarife 2009 und 2010 ewb» du 17 novembre



2016, l'EiCom n'accepte pas l'activation des coûts pour le démontage et la démolition d'une ancienne installation ni des coûts liés aux installations transitoires (voir aussi la Newsletter 12/2016 de l'EiCom). Selon l'EiCom, les coûts de démolition ainsi que les coûts liés aux installations transitoires doivent être imputés en tant que coûts d'exploitation de l'exercice en cours. Concernant les coûts de démolition et de solutions provisoires, le Tribunal fédéral a confirmé la non-prise en considération dans les coûts de projet activables (ATF 2C_297/2019 du 28 mai 2020).

4.2.4 Amortissements calculés

- (1) Les amortissements calculés représentent la dépréciation de valeur sur une période déterminée des éléments immobilisés avec une durée d'utilisation de plusieurs années. Trois éléments sont importants dans la détermination des amortissements calculés:
- La valeur à amortir (valeur de base pour l'incorporation à l'actif du bilan)
 - La durée d'amortissement
 - La méthode d'amortissement.

4.2.4.1 Base de valeur

- (1) La valeur issue de la comptabilité des immobilisations est utilisée comme base d'amortissement (cf. section 4.2.2 ci-dessus). Pour les valeurs évaluées synthétiquement, une déduction de 20% s'applique par principe, sauf s'il peut être prouvé qu'une déduction plus petite, voire aucune déduction, se justifie (cf. section 4.2.2 (4)).

4.2.4.2 Durée d'amortissement

- (1) La durée d'amortissement correspond à la durée de vie économique prévue de l'immobilisation et est déterminée notamment par l'usure naturelle ou technique, les prescriptions légales ou l'obsolescence économique. La durée d'amortissement ne correspond donc pas nécessairement à la durée d'utilisation techniquement possible.
- (2) Les durées d'utilisation (ici les durées d'amortissement) doivent être fixées de manière uniforme selon des critères transparents et exempts de discrimination pour les diverses installations et parties d'installations (art. 13, al. 1 OApEI).
- (3) Le fait qu'une classe d'immobilisation ne soit pas mentionnée dans le tableau ci-dessous ne signifie pas que celle-ci ne puisse pas être activée.

Classe d'immobilisations	Durée d'amortissement en années
Réseau de distribution	
Terrains	Pas d'amortissement
Installations en cours de construction	Pas d'amortissement
Tracé de tubes pour câbles MT et BT	55 - 60
Galerie de câbles	75 - 80
Câbles 150 / 50 kV	35 - 40
Câbles MT	35 - 40
Câbles BT (câbles d'énergie)	35 - 40
Câbles de télécommunication souterrains	20 - 25



Classe d'immobilisations	Durée d'amortissement en années
Ligne aérienne 150 / 50 kV (acier ou béton avec fil de terre, sans câbles de télécommunication)	55 - 60
Ligne aérienne 150 / 50 kV (bois)	20 - 25
Ligne aérienne MT (bois)	20 - 25
Ligne aérienne MT (acier ou béton avec fil de terre, sans câble de télécom.)	35 - 40
Câble de télécommunication à l'air libre	15 - 20
Ligne aérienne BT (bois)	20 - 25
Bâtiment de sous-station (stations principales)	45 - 50
Sous-station: transformateur de réseau	30 - 35
Sous-station: tronçons de ligne	30 - 35
Sous-station: installations de protection et de mesure, de technique de commande, de télécommande centralisée, batteries de condensateurs, etc.	10 - 15
Station de transformation: bâtiment, construction conventionnelle	45 - 50
Station de transformation: bâtiment, construction légère	30 - 35
Station de transformation: (MT/BT) transformateur	30 - 35
Station de transformation sur poteau (acier et bois) y c. équipement électrique	25 - 30
Station de transformation: installation de couplage (isolation par air et gaz)	25 - 35
Station de transformation: installations de commande, de mesure et de protection, batteries de condensateurs, etc.	10 - 15
Câbles de raccordement client	35 - 40
Lignes aériennes de raccordement client	20 - 25
Cabines de distribution de câbles	35 - 40
Compteurs et installations de mesure, mécaniques ⁴	20 - 25
Compteurs et installations de mesure intelligentes et électroniques autres ¹	10 - 15
Groupes électrogènes mobiles	15 - 20
Concessions et droits (sans les servitudes)	
Réserves de terrain	Pas d'amortissement

⁴ Remarques fondées sur l'art. 311 OApEI:

Le gestionnaire de réseau peut utiliser et comptabiliser dans les 80% visés à l'art. 31e, al. 1 OApEI jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti, les systèmes de mesure qui comportent des moyens de mesure électroniques avec mesure de la courbe de charge de l'énergie active, un système de communication avec transmission automatique des données et un système de traitement des données mais qui ne répondent pas encore aux exigences des art. 8a et 8b, si selon l'art. 311, al. 1 OApEI: a. ces systèmes ont été installés avant le 1^{er} janvier 2018, ou que b. leur acquisition a débuté avant le 1^{er} janvier 2019.

Tant qu'il n'est pas possible d'obtenir des systèmes de mesure répondant aux exigences des art. 8a et 8b, le gestionnaire de réseau peut utiliser, si nécessaire, des systèmes de mesure visés à l'al. 1 et les comptabiliser dans les 80% visés à l'art. 31e, al. 1 OApEI, jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti. Les 20% restants peuvent être utilisés jusqu'à ce que leur bon fonctionnement ne soit plus garanti et sont considérés comme imputables.

Dans la mesure où les systèmes de mesure intelligents au sens de l'art. 311, al. 6 OApEI ne permettent pas de consulter et de télécharger les données de mesure comme prescrit à l'art. 8a, al. 1, let. a, ch. 3, et al. 2, let. c, les systèmes correspondants doivent être mis à niveau dans les meilleurs délais, mais au plus tard le 30 juin 2021. Ici aussi, les exceptions mentionnées ci-dessus, prévues aux al. 1 et 2 de l'art. 311 OApEI demeurent réservées.



Classe d'immobilisations	Durée d'amortissement en années
Concessions	Durée de la concession
Part de terrain en cas de copropriété	Pas d'amortissement
Droits d'utilisation des installations, de transport d'énergie et autres droits de tiers	Comme sous immobilisation ou durée du contrat
Droits d'utilisation des installations	Comme sous immobilisation ou durée du contrat
Droits d'utilisation des installations de sous-stations à des tiers	Comme sous immobilisation ou durée du contrat
Droits de prélèvement d'énergie et de transport à des tiers	Comme sous immobilisation ou durée du contrat
Droits de construction et d'utilisation	Comme sous immobilisation ou durée du contrat
Immobilisations générales	
Terrains	Pas d'amortissement
Bâtiments d'exploitation (selon le mode de construction)	30 - 50
Bâtiments administratifs (selon le mode de construction)	40 - 60
Équipement commercial, mobilier	05 - 10
Installations de communication	05 - 10
Outils, appareils, machines	05 - 10
Agencement de dépôt	15 - 20
Installations informatiques, matériel	03 - 05
Installations informatiques, logiciel y compris introduction	03 - 06
Véhicules légers	03 - 08
Véhicules lourds	10 - 20

Tableau 1: Durée d'amortissement par classe d'immobilisations

4.2.4.3 Méthode d'amortissement

- (1) Selon l'art. 13, al. 2 OApEI, les installations du secteur «Réseau de distribution» doivent être amorties de façon linéaire.

4.2.4.4 Amortissements calculés imputables

- (1) Nous calculons comme suit les amortissements calculés imputables dans une période:

$$\frac{\text{Valeur d'acquisition}}{\text{Durée d'amortissement}} \quad \text{ou:} \quad \frac{\text{Valeur d'acquisition amortie}}{\text{Durée d'amortissement restante}}$$

- (2) Lorsqu'une installation est totalement amortie et que sa valeur résiduelle est de zéro, plus aucun amortissement n'est autorisé.
- (3) En cas de mise à l'arrêt de l'installation, l'éventuelle valeur d'acquisition amortie encore existante doit être intégralement amortie. En cas de démolition de l'installation, l'installation doit être décomptabilisée de la comptabilité des immobilisations.



4.2.5 Intérêts calculés

- (1) Les intérêts calculés sont des indemnités de mise à disposition du capital. Les éléments suivants sont déterminants:
 - Le capital nécessaire à l'exploitation
 - Le taux d'intérêt calculé.

4.2.5.1 Capital nécessaire à l'exploitation

- (1) Le capital nécessaire à l'exploitation comprend la valeur d'acquisition amortie calculée de l'actif immobilisé assigné au réseau (y compris les installations en cours de construction), ainsi que le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation à la fin de l'année comptable (art. 13, al. 3, let. a OApEI). L'actif immobilisé (y compris les installations en cours de construction) peut être consulté dans la comptabilité des immobilisations (point 4.2.2). Pour déterminer le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation, se reporter à la section 4.3., position 600.3.
- (2) Le capital nécessaire à l'exploitation sert de base de calcul pour les intérêts calculés.

4.2.5.2 Taux d'intérêt calculé

- (1) À titre de taux d'intérêt calculé, on utilise un coût moyen pondéré du capital ou WACC (*weighted average cost of capital*). La méthode de calcul est fixée dans l'annexe 1 de l'OApEI.
- (2) Le WACC est fixé chaque année par le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) (art. 13, al. 3^{bis} OApEI) et publié dans un communiqué⁵ en même temps que les explications sur le calcul.

4.3 Éléments de coûts imputables à l'utilisation du réseau

- (1) Le schéma ci-après (tableau 2) reflète la structure des coûts des unités d'imputation relatives à l'utilisation du réseau. Dans le calcul rétrospectif, il faut utiliser les clés de répartition avec une méthode identique au calcul préalable. Les éléments de coûts peuvent se composer de coûts directs et indirects. Les coûts indirects peuvent être engendrés par la facturation de prestations ou par des imputations de décomptes de mandats. Si l'on impute au réseau des frais généraux au moyen d'une clé de répartition (par exemple des frais administratifs), il faut que les clés de répartition respectent le principe de causalité, qu'elles soient vérifiables, fixées par écrit et qu'elles respectent le principe de constance (art. 7, al. 5 OApEI). Cette attribution est confirmée par l'arrêt du Tribunal fédéral (cf. ATF 2C_297/2019 du 28 mai 2020) et par le courrier de conclusion de l'EiCom concernant ewb (211-00016 du 22 février 2022).
- (2) En fonction de l'agencement de la comptabilité analytique, des amortissements calculés et des intérêts d'installations générales telles que des bâtiments d'exploitation et des bâtiments administratifs, des installations informatiques, des véhicules, des machines, etc. peuvent être présentés directement sous la position 100 en tant que coûts calculés du capital de l'infrastructure des réseaux ou sous les positions 200, 500, 600 en tant que part des positions de coûts correspondantes.

⁵ DETEC, 1.3.2023, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-93379.html>



	Niveau de réseau: \underline{x} (2 à 7) Catégorie de coûts par niveau de réseau	Attribution selon modèle du report des coûts	Attribution des coûts selon d'autres critères
100	Coûts calculés du capital de l'infrastructure des réseaux		
100.1	Amortissements calculés de l'infrastructure des réseaux	x	
100.2	Intérêts calculés de l'infrastructure des réseaux	x	
100.3	Intérêts calculés des installations en cours de construction	x	
200	Coûts d'exploitation des réseaux		
200.1a	Exploitation du réseau	x	
200.1b	OSTRAL	x	
200.2	Entretien	x	
200.3	Autres coûts	x	
200.4	Pertes actives des réseaux propres	x	
300	Coûts des réseaux de niveaux supérieurs	x	
400	Coûts des services-système (SDL) et de la réserve d'électricité du gestionnaire du réseau de transport		
400.1	Coûts des services-système		x
400.2	Coûts de la réserve d'électricité		x
500	Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage ainsi que coûts des mesures novatrices et de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation		
510	Coûts des systèmes de mesure intelligents		
510.1	Amortissements calculés		x
510.2	Intérêts calculés		x
510.3	Prestations de services de mesure		x
510.4	Autres coûts		x
520	Coûts des autres systèmes de mesure et d'information		
520.1	Amortissements calculés		x
520.2	Intérêts calculés		x
520.3	Prestations de services de mesure		x
520.4	Autres coûts		x
530	Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents		
530.1	Amortissements calculés	x	
530.2	Intérêts calculés	x	



	Niveau de réseau: \underline{x} (2 à 7)	Attribution selon modèle du report des coûts	Attribution des coûts selon d'autres critères
	Catégorie de coûts par niveau de réseau		
530.3	Rétribution aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux exploitants de dispositifs de stockage		x
530.4	Autres coûts	x	
540	Coûts des mesures novatrices et de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation (selon les valeurs seuil citées aux art. 13b et 13c OApEI)		
540.1	Coûts des mesures novatrices pour des réseaux intelligents (art. 13b OApEI)	x	
540.2	Coûts des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation (art. 13c OApEI)		x
600	Frais généraux administratifs et commerciaux des réseaux		
600.1a ⁶	Direction, administration		x
600.2	Commercialisation		x
600.3	Intérêts calculés du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation		x
7			
600.5	Contrôle d'installation (partie souveraine)		x
600.6	Autres coûts		x
600.6	Autres coûts		x
600.6	Autres coûts		x
700	Impôts directs		
700.1	Impôt sur les bénéfices identiques aux charges		x
700.2	Impôt sur les bénéfices calculés		x
700.3	Impôt sur le capital		x
750	./. prestations réalisées à titre gratuit ou à prix réduit, comprises dans les positions 100 à 700		
800	Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques ainsi que supplément réseau selon art. 35 LEn^{8*}		
800.1a	Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques selon position 750		x
800.1b	Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques (canton et commune)		x
800.2	Redevances de concession		x

⁶ La catégorie de coûts 600.1.b «Impôts sur le capital» a été intégrée à la catégorie 700 «Impôts directs» dans la révision 2015.

⁷ La catégorie de coûts 600.4 «Différences de couverture d'années précédentes» a été regroupée avec la catégorie de coûts 1000 «Dissolution des différences de couverture» dans la révision 2015.

⁸ Les redevances qui ne sont pas imputées directement font l'objet du report des coûts.



	Niveau de réseau: \underline{x} (2 à 7) Catégorie de coûts par niveau de réseau	Attribution selon modèle du report des coûts	Attribution des coûts selon d'autres critères
800.3	Supplément au sens de l'art. 35 LENE		x
900	Autres revenus		
900.1	./. Autres coûts facturés individuellement (art. 7, al. 3, let. j OApEI)		x
900.2	./. Autres revenus		x
	Total des coûts imputables		
1000	Dissolution des différences de couverture		x
	Total base de coûts pour le calcul de la rétribution d'utilisation du réseau		

Tableau 2: Coûts imputables dans le domaine des réseaux

- (3) Les explications ci-après sur les différents éléments de coûts sont données à titre d'exemple et ne prétendent pas à l'exhaustivité. L'entreprise est libre de compléter sa comptabilité analytique avec ses propres catégories de coûts.
- (4) Les catégories de coûts sont indépendantes des plans comptables des entreprises.
- (5) La nomenclature s'inspire de l'art. 7, al. 3, let. a à o OApEI.

100 Coûts calculés du capital de l'infrastructure des réseaux

100.1 Amortissements calculés des réseaux

Les amortissements calculés des réseaux (infrastructure des réseaux) sont effectués de manière linéaire sur la durée d'utilisation, sur la base des valeurs d'acquisition.

Les amortissements exceptionnels de l'actif immobilisé du réseau doivent également être saisis.

Si les raccordements sont modifiés à cause de la consommation propre ou d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre et que des installations ne sont plus ou plus que partiellement utilisées pour cette raison (art. 3 al. 2^{bis} OApEI), ces dernières font alors l'objet d'un amortissement exceptionnel correspondant à la dépréciation de valeur. L'indemnisation par le regroupement des propriétaires fonciers ou les consommateurs propres doit être inscrite à la position «900.2 Autres revenus». Les contributions réseau inscrites au passif pour ces installations doivent également être dissoutes en conséquence.

100.2 Intérêts calculés des réseaux

Les intérêts calculés des réseaux (infrastructure des réseaux) sont calculés sur la base des valeurs résiduelles des installations du réseau. Pour le calcul du taux d'intérêt, voir section 4.2.5.2.



100.3 Intérêts calculés des installations en cours de construction

Les intérêts calculés des installations en cours de construction sont calculés sur la base des coûts accumulés des investissements non encore achevés. Ces intérêts sont inscrits comme coûts imputables et ne peuvent pas être activés.

200 Coûts d'exploitation des réseaux

200.1a Exploitation du réseau

L'exploitation du réseau comprend les activités suivantes:

- Planification stratégique et opérationnelle du réseau
- Système d'information géographique, suivi du cadastre des conduites
- Établissement de programmes de manœuvre et de déclenchement pour l'entretien et les cas d'avarie
- Gestion efficiente du réseau en respectant les prescriptions de protection de l'environnement et de sécurité nécessaires à la qualité du réseau; contrôle du réseau
- Service de piquet pour l'exploitation du réseau
- Technique de protection
- Mesures d'exploitation
- Installations de contrôle commande
- Communication sur le réseau
- Radiocommunication de l'entreprise
- Groupes électrogènes mobiles d'urgence
- Assurance qualité, pour l'établissement de la documentation de travail, certification, formation du personnel et surveillance du respect des prescriptions
- Sécurité au travail
- Consommation électrique propre pour l'exploitation du réseau (à l'exclusion de la compensation des pertes actives)
- Services-système dans le réseau de distribution⁹ et divergences par rapport au programme prévisionnel
- Assurance responsabilité civile de l'entreprise
- Part des coûts des locaux
- Mesures d'information et information du public (art. 13d OApEI)
- Dépenses pour garantir la cybersécurité (tant techniquement qu'organisationnellement)¹⁰

Souvent, les coûts d'exploitation du réseau ne peuvent pas être attribués à un seul niveau de réseau. Dans ce cas, deux variantes de solution sont possibles:

1. Les coûts d'exploitation du réseau qui ne sont pas directement attribuables à un niveau de réseau sont attribués au niveau de réseau concerné le plus élevé du gestionnaire de

⁹ Dans le cas de l'énergie réactive, une facturation directe selon le principe de causalité, p. ex. pour un $\cos(\varphi) < 0.90$, est possible. Si l'on fait usage de la possibilité d'imputation directe, il faut veiller à ne pas arriver à une imputation double dans la rétribution de l'utilisation du réseau et à l'imputation directe.

¹⁰ Voir aussi Newsletter 9/2022 de l'EiCom, https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/newsletter_2022/newsletter09-2022.pdf.download.pdf/Newsletter_09-2022_F.pdf



réseau de distribution. Les coûts de chacun des niveaux de réseau présentant des ventes réseau sont reportés en fonction du modèle du report.

2. Les coûts d'exploitation du réseau sont répartis entre chacun des niveaux de réseau à l'aide d'une clé de répartition.

200.1b OSTRAL

OSTRAL est l'acronyme de «Organisation für Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen» (Organisation pour l'approvisionnement en électricité en cas de crise). Elle est régie par l'Ordonnance sur l'organisation d'exécution de l'approvisionnement économique du pays dans la branche électricité (OEBE).

La notice «OSTRAL – Notice sur les coûts imputables»¹¹ liste, sur la base des expériences rassemblées lors des préparatifs pour l'hiver 2022/23, les coûts qui peuvent être occasionnés en raison des instructions d'OSTRAL pour la préparation et l'exécution de mesures de gestion réglementée de l'Approvisionnement économique du pays. Ceux-ci peuvent être indiqués en conséquence dans la comptabilité analytique sous la position 200.1b. Les coûts imputables comprennent les mesures dans les domaines «Organisation et exercices», «Information et sensibilisation» et «Préparatifs pour les appels à économiser l'énergie, les mesures de contingentement, les délestages». La liste des coûts imputables selon la notice est établie depuis la perspective des préparatifs. Les coûts effectifs au niveau de préparation 4 sont bien entendu également imputables (d'après l'art. 4 OOSE et l'art. 15 LApEI).

200.2 Entretien

L'entretien du réseau comprend le matériel, les prestations de tiers et les prestations propres, y compris les moyens d'exploitation pour les activités telles que: inspection, entretien, remise en état, réparations, élimination de dérangements, déviation, travaux de démolition, installations transitoires, mesures de mise à la terre, etc.

200.3 Autres coûts

- Locations, intérêts sur droits de superficie, dommages occasionnés aux cultures, contributions à des tiers pour des servitudes, droits de passage, indemnisation pour la mise à disposition de droits d'utilisation
- Prorata des assurances contre les dommages d'incendie et d'éléments naturels (aux bâtiments, dégâts des eaux, vol, etc.)
- Solde des raccordements au réseau dans le cas de la méthode des unités d'imputation

200.4 Pertes actives des réseaux propres

Différence entre l'énergie électrique injectée sur le réseau et la consommation d'énergie électrique à partir du réseau, déduction faite des besoins propres des installations de production et de l'exploitation du réseau (pertes liées à la transformation et au transport). L'énergie perdue déterminée est évaluée par l'exploitant du réseau de distribution aux coûts de revient au

¹¹ <https://www.strom.ch/fr/media/14061/download>



sens large, conformément au Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement, y compris les coûts de commercialisation et frais administratifs généraux¹². Dans la Décision 211-0008 du 21 janvier 2015 rendue contre Repower¹³, l'EiCom est du même avis. Les coûts qui en résultent font partie intégrante des coûts d'exploitation du niveau de réseau considéré. Concernant le calcul des quantités de pertes actives par niveau de réseau, voir le Distribution Code (DC – CH).

Concernant l'imputation des qualités d'énergie imputables pour les pertes actives, la Directive de l'EiCom 1/2016 «Pertes actives: imputation d'énergie de qualité différente» du 18 août 2016 dispose que les surcoûts occasionnés par l'acquisition de courant de qualité supérieure ne sont imputables que pour la part que représente ce type de courant dans le produit standard du gestionnaire de réseau (sans part de bénéfice). Selon la même directive, le produit standard correspond au produit attribué par un gestionnaire de réseau de distribution à un consommateur final avec approvisionnement de base lorsque ce dernier achète son électricité sans opter pour un produit déterminé. Toujours selon cette directive, si un gestionnaire de réseau propose comme produit standard à ses consommateurs finaux avec approvisionnement de base de l'énergie ne comprenant pas de part de courant écologique, il ne peut pas faire valoir de coûts supplémentaires pour plus-value écologique dans les pertes actives.

De l'avis de l'AES, les coûts pour les qualités d'énergie supérieures au produit standard doivent être réglés à l'aide de taxes (cf. position 800). Pour cela, un mandat de prestations correspondant de l'instance politique compétente est nécessaire.

300 Coûts des réseaux des niveaux supérieurs

Rémunérations pour l'utilisation du réseau facturées, y compris les services-système individuels des gestionnaires de réseau de distribution en amont (art. 15 et 16 OApEI). Selon l'EiCom, il faut répertorier les paiements de compensation sous cette catégorie de coûts en cas de constitution de solutions de communauté tarifaire.

400 Total des coûts des services-système (SDL) et de la réserve d'électricité du gestionnaire du réseau de transport

- 400.1 Au sujet des services-système (SDL), voir le Modèle d'utilisation du réseau de transport suisse (MURT – CH) et l'art. 15, al. 2, let. a OApEI.
- 400.2 Selon l'art. 8, al. 1 OIRH, la réserve d'électricité doit être indiquée comme position de coûts du réseau de transport. Dans la mesure où les services-système sont indiqués séparément comme position de coûts dans les tarifs, il est recommandé de procéder de même pour la réserve d'électricité en la présentant séparément.

¹² Le Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement utilise le terme «coûts d'approvisionnement» dans une acception plus large, en ajoutant aux coûts de production proprement dits et aux coûts liés aux contrats d'achat à long terme les autres coûts auxquels une entreprise d'approvisionnement en électricité doit faire face pour assurer sa mission d'approvisionnement consistant à fournir de l'énergie au consommateur final (Section 1.2.1 du Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement 2023).

¹³ L'article 52 de la Décision partielle 211-00004 du 17 septembre 2016 contre les Services industriels de la Ville de Lausanne est cependant un peu différent: «Les coûts des pertes actives du réseau imputables doivent donc être déterminés en fonction du coût d'achat moyen effectif de l'énergie. L'EiCom accepte toutefois, la prise en compte de coûts administratifs (coûts de gestion) relatifs à la gestion des pertes actives.»



500 Coûts des systèmes de mesure, de commande et de réglage ainsi que coûts des mesures novatrices et de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation

Pour les coûts du réseau, seuls les coûts pour le domaine régulé doivent être saisis.¹⁴ Pour en savoir plus sur le déroulement des activités de mesure et d'information, se reporter au Metering Code (MC-CH).

Le système de mesure et d'information forme un processus partiel qui entre dans le cadre de l'ensemble de la procédure de facturation («Meter to Cash»). Il met à disposition les données de mesure qui servent de base pour les prévisions et le décompte. S'il existe une interface correspondante sur le compteur, les données doivent en outre être mises à la disposition des consommateurs finaux. Le système de calcul, la facturation réelle des clients et l'ensemble des coûts du processus de commercialisation, de gestion de clientèle et d'encaissement ainsi que les frais administratifs sont comptabilisés à la position 600.

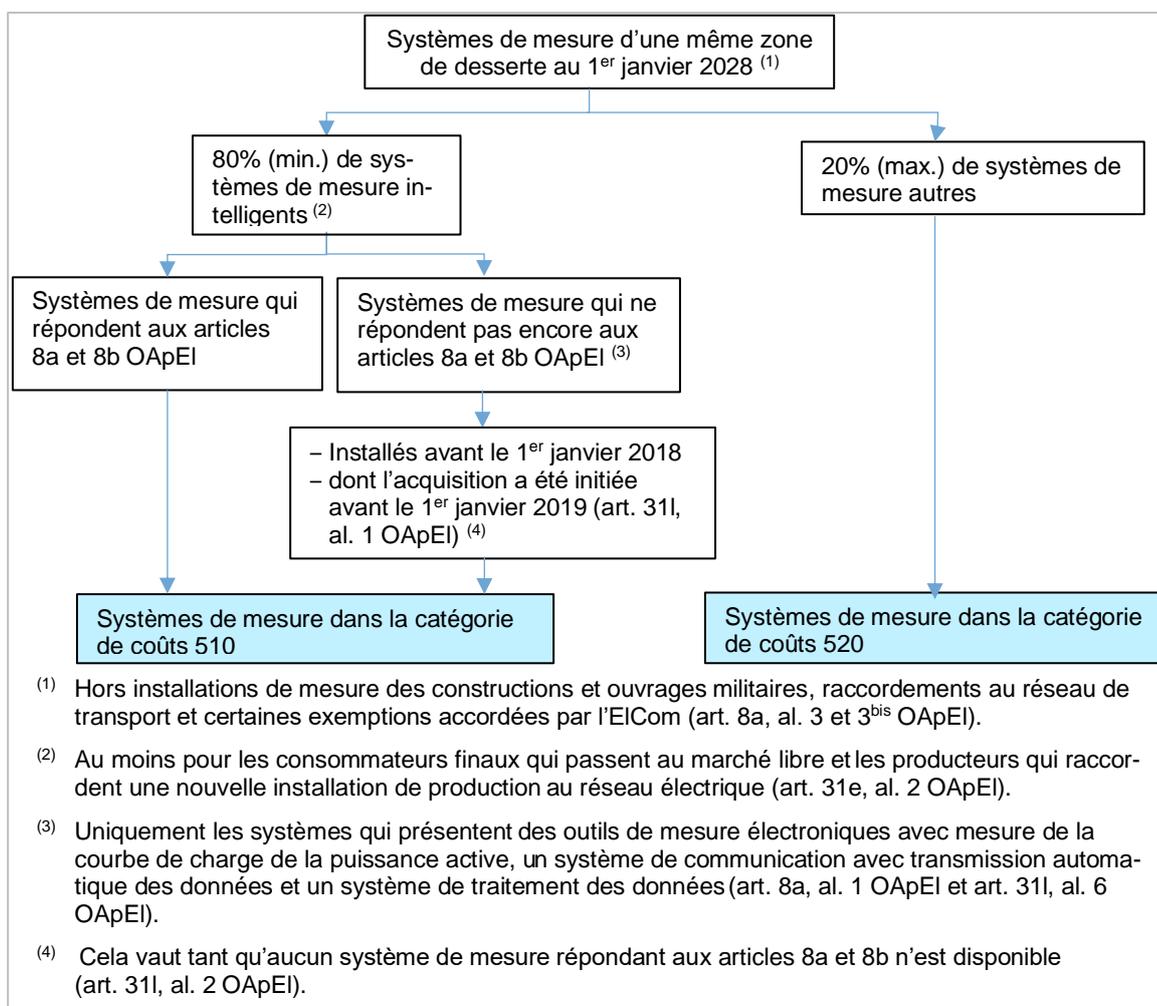


Figure 3 Systèmes de mesure des catégories de coûts 510 et 520

¹⁴ L'arrêt correspondant du Tribunal fédéral du 14 juillet 2017 «Vinzens/Gerig gegen Repower AG/EICom betreffend Wechsel des Messdienstleisters» (2C_1142/2016) n'est pas discuté ici, car les dispositions légales ont changé depuis cet arrêt.



510 Coûts des systèmes de mesure intelligents¹⁵

Cette catégorie de coûts regroupe les coûts de l'ensemble des systèmes de mesure qui remplissent les exigences des art. 8a et 8b OApEI¹⁶.

510.1 Amortissements calculés

Amortissements calculés pour les systèmes de mesure correspondant à la description ci-dessus (compteurs, éventuels transformateurs, bornes d'essai, unités de communication, relevé des compteurs à distance RCD, saisie mobile des données, système de management des données énergétiques pour le réseau en proportion, etc.).

510.2 Intérêts calculés

Intérêts calculés pour les systèmes de mesure correspondant à la description ci-dessus (compteurs, transformateurs universels, bornes d'essai, unités de communication, relevé des compteurs à distance RCD, saisie mobile des données, relevé des compteurs à distance, part du système de gestion des données énergétiques utilisée pour le réseau, etc.).

510.3 Prestations de services de mesure et 510.4 Autres coûts

Tous les autres coûts qui ne relèvent pas des catégories de coûts 510.1 Amortissements calculés et 510.2 Intérêts calculés doivent être imputés à cette catégorie de coûts. Cela concerne en particulier les coûts d'exploitation suivants:

- Logistique liée aux compteurs (acquisition, stockage, étalonnage, contrôle périodique des compteurs, maintenance, gestion du stock, etc.), gestion des compteurs et des installations de mesure (gestion des données fixes)
- Relevé et transmission des données (p. ex. saisie mobile des données)

¹⁵ L'EICoM est d'avis que les coûts d'installation pour le système de mesure (montage du compteur) doit figurer sous «coûts d'exploitation» (séance d'information pour les gestionnaires de réseau 2021, page 29).

¹⁶ Selon l'art. 8a OApEI, seuls les systèmes de mesure intelligents dont on a vérifié la garantie de la sécurité des données pour les éléments suivants peuvent être utilisés:

¹ Pour les systèmes de mesure et les processus d'information, il convient d'utiliser des systèmes de mesure intelligents installés chez les consommateurs finaux, les installations de production et les agents de stockage. Ces systèmes comportent les éléments suivants:

- a. un compteur électrique électronique installé chez le consommateur final, l'agent de stockage ou dans l'installation de production, qui:
 1. enregistre l'énergie active et l'énergie réactive,
 2. calcule les courbes de charge avec une période de mesure de 15 minutes et les enregistre pendant au moins 60 jours,
 3. dispose d'interfaces, en particulier une pour la communication bidirectionnelle avec un système de traitement des données et une autre permettant au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage concerné au minimum de consulter ses données de mesure au moment même de leur saisie et, le cas échéant, les valeurs de courbe de charge de 15 minutes, dans un format de données international courant, et
 4. enregistre et consigne les interruptions de l'approvisionnement en électricité;
- b. un système de communication numérique garantissant la transmission automatique des données entre le compteur électrique et le système de traitement des données, et
- c. un système de traitement des données qui permet de consulter les données.

^{1bis} Le gestionnaire de réseau, à la demande du consommateur final, du producteur ou de l'exploitant de stockage, communique les spécifications techniques de l'interface de son compteur électrique.

² Les éléments d'un système de mesure intelligent de ce type interagissent de façon à pouvoir:

- a. identifier et gérer divers types de compteurs électriques à des fins d'interopérabilité;
- b. mettre à jour l'élément du logiciel des compteurs électriques visés à l'al. 1, let. a, qui n'a pas de répercussions sur les caractéristiques métrologiques;
- c. permettre au consommateur final, au producteur ou à l'exploitant de stockage de consulter les valeurs de courbe de charge de 15 minutes les concernant enregistrées sur une période remontant à cinq ans et présentées de manière compréhensible et de télécharger celles-ci dans un format de données international courant;
- d. intégrer d'autres instruments de mesure numériques et d'autres systèmes de commande et de réglage intelligents du gestionnaire de réseau, et
- e. détecter, consigner et signaler les manipulations et autres interventions extérieures sur les compteurs électriques.

^{2bis} Les coûts de capital et d'exploitation assumés par le gestionnaire de réseau pour garantir le droit de consulter et de télécharger les données de mesure sont considérés comme des coûts de réseau imputables



- Coûts d'exploitation du dispositif de télérelevé (relevé des compteurs à distance RCD) et coûts de transmission des données
- Coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (quote-part des coûts du réseau EDM) pour la mise à disposition, l'archivage et la fourniture des données
- Coûts d'exploitation de la gestion des données énergétiques (quote-part des coûts du réseau EDM) pour les processus de changement, validation des données et établissement des valeurs de substitution
- Coûts de communication
- Coûts relatifs aux locaux, à l'informatique, aux véhicules, etc.

Du point de vue de l'AES, une subdivision de cette catégorie de coûts (p. ex. entre les prestations de services de mesure et les autres coûts, conformément au reporting sur la comptabilité analytique de l'EiCom à partir de 2020) n'est pas appropriée, étant donné le manque de critères de différenciation nets.

520 Coûts des autres systèmes de mesure et d'information

Dans cette catégorie sont saisis les coûts des systèmes de mesure non comptabilisés à la position 510 ainsi que les coûts du système d'information. En font aussi partie les mesures liées à l'exploitation entre les points de livraison des GRD.

520.1 Amortissements calculés

Amortissements calculés du système de mesure non comptabilisés à la position 510 ainsi que les coûts du système d'information.

Les amortissements exceptionnels requis pour le démontage d'installations de mesure non encore pleinement amorties et qui ne répondent pas aux exigences de l'art. 8a OApEI (art. 31e, al. 5 OApEI) entrent également dans le cadre des coûts imputables et doivent être comptabilisés ici.

520.2 Intérêts calculés

Intérêts calculés du système de mesure non comptabilisés à la position 510 ainsi que les coûts du système d'information.

520.3 Prestations de services de mesure et 520.4 Autres coûts

Autres coûts du système de mesure non comptabilisés à la position 510 ainsi que les coûts du système d'information.

Du point de vue de l'AES, une subdivision de cette catégorie de coûts (p. ex. entre les prestations de services de mesure et les autres coûts, conformément au reporting sur la comptabilité analytique de l'EiCom à partir de 2020) n'est pas appropriée, étant donné le manque de critères de différenciation nets.



530 Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents

Les systèmes de commande et de réglage intelligents au sens de l'art. 17b LApEI désignent des installations permettant d'agir à distance sur la consommation, la production ou le stockage de l'électricité, notamment afin d'optimiser la consommation propre ou de garantir la stabilité de l'exploitation du réseau.

En raison des impératifs comptables de séparation des activités, on inscrit sous cette catégorie de coûts, pour les systèmes de commande et de réglage intelligents, les coûts liés à l'exploitation pour le réseau. Les coûts de l'entreprise d'approvisionnement en énergie liés à l'utilisation dans d'autres domaines opérationnels doivent être attribués à la section correspondante.

Doivent également être inscrites ici les indemnités perçues par les consommateurs finaux ou les producteurs pour l'utilisation de tels systèmes au bénéfice du réseau (art. 7, al. 3, let. m OApEI), à condition que celles-ci ne soient pas déjà incluses dans les bénéfices tarifaires.

530.1 Amortissements calculés

Amortissements calculés sur les systèmes de commande et de réglage intelligents.

530.2 Intérêts calculés

Intérêts calculés des systèmes de commande et de réglage intelligents.

530.3 Rétribution aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux exploitants de dispositifs de stockage

Rétribution aux consommateurs finaux ou aux producteurs pour l'emploi favorable au réseau de leurs systèmes de commande et de réglage (flexibilités), dans la mesure où cela n'a pas été indemnisé via les tarifs (bas tarif).

530.4 Autres coûts

Ensemble des autres coûts imputables non activés des systèmes de commande et de réglage intelligents.

540 Coûts des mesures novatrices et de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation

540.1 Coûts des mesures novatrices pour des réseaux intelligents (art. 13b OApEI)

Coûts à attribuer selon le modèle du report des coûts, car il s'agit de mesures dans le réseau qui se rapportent généralement aussi aux niveaux de réseau suivants. Peuvent y être inclus aussi bien les amortissements et les intérêts que les coûts d'exploitation. Jusqu'à un montant d'au maximum 1% des coûts d'exploitation et des coûts de capital imputables du gestionnaire de réseau, les coûts de telles mesures sont considérés comme des coûts imputables pendant l'année concernée, 500 000 francs par an au maximum pouvant être imputés.



540.2 Coûts des mesures de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation (art. 13c OApEI)

Coûts à attribuer selon d'autres critères, car les mesures visent probablement un groupe de clients spécifique et sont par conséquent directement attribuables à un niveau de réseau. Jusqu'à un montant d'au maximum 0,5% des coûts d'exploitation imputables du gestionnaire de réseau, les coûts de telles mesures sont considérés comme des coûts imputables pendant l'année concernée, 250 000 francs par an au maximum pouvant être imputés

600 Frais généraux administratifs et commerciaux des réseaux

600.1a Direction, administration

Direction, secrétariat, comptabilité, coûts de recouvrement, contrôle de gestion, service de ressources humaines, service juridique, informatique, coursiers internes, centrales téléphoniques, prorata des coûts des locaux, frais de chèques bancaires et postaux, autres taxes, pertes sur débiteurs (peuvent également être répertoriés en tant que réductions de revenu dans les produits), cotisations aux associations, rapport annuel, travail de la commission et de l'association, etc. L'énumération n'est pas exhaustive.

De manière générale, il faut tenir compte de la quote-part des coûts concernant le réseau.

600.2 Commercialisation

Tous les coûts de commercialisation liés aux activités de réseau telles que:

- Relations publiques
- Communication
- Information de la clientèle
- Suivi de la clientèle
- Rapport avec les communes de concession (réseau)
- Calcul du prix de l'utilisation du réseau
- Imprimés, etc.
- Enregistrement des données de base de la clientèle et des changements (arrivées et départs, déménagements, etc.)
- Service à la clientèle lié au réseau (renseignements au sujet de factures et tarifs, traitement des contestations, conseils, réception des annonces de déménagement, etc.)
- Coût de décompte et facturation, impression, emballage et envoi (y compris les frais de port), part des coûts des installations et programmes informatiques et leur service/entretien de même que prestations de conseil
- Gestion des contrats (utilisation du réseau et raccordement au réseau, ainsi que conditions générales)
- Part des coûts des locaux

600.3 Intérêts calculés du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation

Il existe en principe deux méthodes pour fixer le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation d'un réseau:



- Détermination sur la base des coûts de l'exercice concerné: le fonds de roulement net (FRN) est un pourcentage des coûts imputables. Sa valeur peut être déterminée comme suit:

$$((\text{Coûts imputables sans rémunération FRN y c. stocks}) / 12 \text{ mois}) \times \text{période de facturation moyenne en mois}$$

Exemple:

Période de facturation moyenne (pondération du chiffre d'affaires)

Chiffre d'affaires net	Part	Période de facturation	Calcul	Pondération du chiffre d'affaires en mois
CHF 2000	10%	Mensuellement	1 * 10%	10% => 0.1
CHF 14 000	70%	Trimestriellement (tous les 3 mois)	3 * 70%	210% => 2.1
CHF 4000	20%	Semestriellement (tous les 6 mois)	6 * 20%	120% => 1.2
CHF 20 000				3.4

Coûts de réseau imputables: CHF 15 000

FRN imputable: CHF 15 000 / 12 * 3.4 = **CHF 4250**

- Fonds de roulement – capitaux empruntés à court terme +/- différence de couverture existante: pour cette variante, les valeurs du bilan constituent la base du calcul.

Le Tribunal fédéral recommande de privilégier la première méthode (arrêt du Tribunal fédéral A-5141/2011 du 29 janvier 2013, chapitre 11.3.2).

Lors du calcul du montant du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation, il convient de considérer toutes les transactions commerciales, à savoir les risques potentiels. Ainsi, le plan de trésorerie doit prévoir l'éventualité d'un défaut de paiement ou d'une augmentation des coûts à cause d'une catastrophe naturelle. Dans la seconde méthode, il est d'usage de prévoir à ce titre un supplément correspondant (solvabilité).

Le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation ainsi déterminé fait ensuite l'objet d'un calcul d'intérêt au moyen du WACC en vigueur pour l'année tarifaire.

Les intérêts des différences de couverture sont répertoriés séparément.

600.5 Contrôle d'installation (partie souveraine)

Cette catégorie de coûts englobe les coûts d'avis et de surveillance des appels de contrôle, du traitement administratif des documents de sécurité et de la surveillance de l'exécution, de même que des contrôles par sondage ainsi que de la part des coûts de l'infrastructure.



600.6 Autres coûts

Coûts d'administration imputables qui ne sont pas déjà comptabilisés ailleurs.

700 Impôts directs

Il faut inscrire ici l'impôt sur les bénéfices (positions 700.1 et 700.2) et l'impôt sur le capital (position 700.3).

700.1 Impôt sur les bénéfices identiques aux charges

Pour la fixation des prix de l'utilisation du réseau (rapport de l'EiCom), les impôts qui peuvent émaner du bilan annuel Réseau ou être répartis entre l'utilisation du réseau et les autres activités sur la base d'EBIT ou du bénéfice de l'exercice peuvent être intégrés dans le calcul préalable sur la base de l'année précédente. Les impôts réels calculés sont ensuite pris en compte dans le calcul rétrospectif (détermination des différences de couverture) avec la même répartition entre l'utilisation du réseau et les autres activités que dans le calcul préalable.

700.2 Impôt sur les bénéfices calculé

En partant de la formule du WACC, il est possible de déterminer la part des impôts calculés en appliquant un rapport de financement et d'une prime de risque sur fonds étrangers, sur la base du capital nécessaire au fonctionnement de l'entreprise et du taux moyen d'imposition.

Détermination des impôts calculés

Première étape: Calcul du bénéfice avant intérêts et après impôts (EBI) en multipliant le capital nécessaire au fonctionnement de l'entreprise (bV)¹⁷ par le WACC.

$$EBI = bV \times WACC$$

Deuxième étape: Calcul du bénéfice net (RG) par soustraction des coûts du fonds étranger avant impôts de l'EBI. On obtient les coûts des fonds étrangers en multipliant les fonds étrangers (FK) par le taux d'intérêt des fonds étrangers (avant impôts) (FK_Taux d'intérêt). Ce dernier résulte du taux d'intérêt sans risque plus une prime de risque pour fonds étrangers.

Les détails de la composition du taux d'intérêt figurent dans la publication annuelle de l'OFEN (Explications relatives au calcul du taux d'intérêt calculé).

$$RG = EBI - (FK \times FK\text{-Taux d'intérêt})$$

¹⁷ Voir à ce sujet la section 4.2.5.1.



Troisième étape: Calcul du bénéfice avant impôts après intérêts (EBT) en divisant le bénéfice net par 1 moins le taux d'imposition (s). Il faut utiliser le taux moyen individuel à chaque entreprise.

$$EBT = \frac{RG}{(1-s)}$$

Quatrième étape: Calcul des impôts calculés en multipliant l'EBT par le taux d'imposition.

Impôts calculés = EBT x taux d'imposition

Pour simplifier la procédure, le taux d'imposition moyen des années précédentes peut également être utilisé pour les intérêts calculés.

D'autres méthodes réalistes et compréhensibles peuvent également être utilisées.

700.3 Impôts sur le capital

Les éventuels impôts sur le capital doivent être comptabilisés ici de manière séparée.

750 Prestations réalisées à titre gratuit ou à prix réduit, comprises dans les positions 100 à 700

Dissociation des coûts liés aux prestations réalisées à titre gratuit ou à prix réduit, comprises dans les positions 100 à 700. Ceux-ci sont inscrits ici en tant que déduction pour éviter une double prise en compte.

Pour les prestations réalisées à prix réduit, il convient d'indiquer ici la différence entre le prix normal de la prestation et le prix réduit; le revenu réalisé grâce au prix réduit doit être comptabilisé à la position 900.

800 Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques

Les redevances et prestations comprennent, outre le versement de sommes liées à une obligation de droit public, les prestations correspondantes réalisées à titre gratuit ou à prix réduit. Pour les prestations réalisées à prix réduit, il convient d'indiquer ici la différence entre le prix normal de la prestation et le prix réduit.

Les redevances et prestations exigent une base légale suffisante. L'EiCom se contente de contrôler s'il existe une base légale et si la redevance ou la prestation a été fixée conformément aux directives légales, sans vérifier les montants de ces redevances et prestations, ou si la base légale est suffisante (Communication de l'EiCom «Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques» du 17 février 2011).

Selon la décision de l'EiCom 211-00016 (pas encore entrée en force) concernant la vérification des coûts de réseau en amont pour l'année 2009 ainsi que des tarifs d'utilisation du réseau 2010 et des tarifs d'électricité 2009 et 2010 d'Energie Wasser Bern (ewb) [nouvelle décision] («Prüfung der Vorliegerkosten Netz für das Jahr 2009 sowie der Netznutzungstarife



2010 und Elektrizitätstarife 2009 und 2010 der Energie Wasser Bern (ewb) – Neuverfügung»), une taxe doit ainsi valoir comme relative au réseau au sens du Tribunal fédéral et être prélevée en tant que composante de la rémunération pour l'utilisation du réseau, tant qu'elle n'est pas en lien avec la production d'énergie et qu'elle se révèle donc comme non relative à l'énergie. Le chiffre 65 de la décision 211-00016 signifie aussi que le prélèvement d'une taxe sur les bénéficiaires motivée fiscalement serait alors possible uniquement en tant que composante de la rémunération pour l'utilisation du réseau.

Ces redevances et prestations doivent être imputées directement aux unités d'imputation. Les redevances et prestations qui ne sont pas directement attribuables sont traitées au moyen du report des coûts (art. 16, al. 1 OApEI).

800 Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques ainsi que supplément réseau selon art. 35 LENE

800.1a Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques selon position 750

800.1b Redevances et prestations fournies à des collectivités publiques (canton et commune)

C'est ici que doivent être comptabilisées les autres redevances et prestations perçues au niveau du canton et des communes. C'est par exemple le cas de l'éclairage public sans la contrepartie d'une rémunération couvrant les coûts et d'autres types de prélèvements tels que les prestations appréciables en argent, les contributions au fonds d'épargne énergétique ou d'autres programmes d'aide, à condition que ces coûts n'aient pas été comptabilisés aux positions 100 à 700. C'est aussi le cas de la part des versements de bénéfice des entreprises publiques pour le réseau dépassant les intérêts ordinaires des capitaux propres, à condition qu'elle s'appuie sur un principe légal suffisant. Doivent aussi être inscrites ici les prestations réalisées à titre gratuit ou à prix réduit (différence entre le tarif normal et le tarif réduit). Lorsqu'il n'est pas possible de calculer les coûts, il faut procéder à une estimation.

Il ne faut pas comptabiliser dans cette catégorie de coûts les prestations inscrites à la position 750. Celles-ci sont comptabilisées à la position séparée 800.1 à des fins de transparence.

800.2 Redevances de concession

C'est ici que sont comptabilisés les droits de concession. Les droits de concession dédommagent l'octroi du droit d'installer sur le sol public des conduites de lignes et de câbles (rémunération de l'usage accru du domaine public). Normalement, l'attribution aux centres de coûts est possible (souvent en % du chiffre d'affaires du domaine de réseau ou par un prix par kWh).

800.3 Supplément au sens de l'art. 35 LENE

Conformément à l'art. 35 LENE, les gestionnaires de réseau se voient prélever un supplément sur la rémunération versée pour l'utilisation du réseau. Ce supplément sert notamment à financer la RPC, la prime d'injection (qui succède à la RPC), les rétributions uniques pour les



installations photovoltaïques et la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques. Les gestionnaires de réseau peuvent répercuter ce supplément sur les consommateurs finaux.

900 Autres revenus

900.1 Autres coûts facturés individuellement (art. 7, al. 3, let. j OApEI)

Prestations facturées individuellement qui ne doivent pas être incluses dans la rétribution de l'utilisation du réseau, comme p. ex. l'injection de réserve, les conduites de réserve, les revenus liés à la fourniture de l'éclairage public, qui doit être répertorié dans la position 900.1, dans la mesure où les coûts sont également inclus dans les positions 100 à 700. S'ajoute à cette liste le solde des raccordements au réseau dans le cas de la méthode des unités d'imputation.

900.2 Autres revenus

Revenus qui ont un effet réducteur dans le cadre du calcul pour l'utilisation du réseau et les coûts et ressources de l'utilisation du réseau qui leur sont attribués, dans la mesure où ces derniers ne sont pas déjà déduits dans les positions 100 à 700. Cela correspondrait par exemple à la location de matériel, aux revenus des travaux d'entretien pour les tiers, aux revenus des prestations facturées en interne, aux bénéfices comptables de l'actif immobilisé du réseau, indemnités d'autoconsommateurs ou de propriétaires d'un regroupement pour les installations qui ne sont plus du tout ou plus que partiellement utilisées (art. 3a, al. 2^{bis} OApEI), aux parts des frais de rappel ou encore aux intérêts de retard.

1000 Dissolution des différences de couverture

Un calcul préalable est effectué pour le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Les valeurs prévues, les valeurs d'années précédentes ou une combinaison des deux servent de base à ce calcul. Les coûts prévus correspondent aux coûts planifiés nécessaires à l'exploitation (frais de personnel, charges matérielles et frais généraux ou coûts d'exploitation et de capital). Les tarifs d'utilisation du réseau sont normalement calculés sur la base de la grille quantitative des volumes des réseaux (énergie, puissance, nombre d'installations) qui est estimée pour la période prévue ou extrapolée.

Dans le cadre du calcul rétrospectif, les coûts réels effectifs sont calculés, sachant qu'il faut utiliser les clés de répartition avec une méthode identique au calcul préalable. Par rapport au calcul préalable, on obtient régulièrement des écarts dans les valeurs réelles, aussi bien pour les coûts que pour la grille quantitative et par conséquent pour les revenus. On entend par différence de couverture l'écart déterminé dans le calcul rétrospectif entre les coûts réels imputables au réseau (coûts réels) et les revenus réels réalisés (revenus réels) au cours d'une année tarifaire. En général, on prend, dans le cadre de la comptabilité analytique, l'année comptable comme période de référence, qui peut différer de l'année civile.

La différence de couverture peut être aussi bien en faveur des clients (couverture positive) que du gestionnaire de réseau (couverture négative). Les couvertures positives doivent être prises en compte dans le calcul préalable dans les périodes tarifaires ultérieures; les couvertures négatives peuvent l'être.



Les différences de couverture jusqu'à l'année tarifaire 2023 incluse sont rémunérées pour la période allant de l'apparition à la prise en compte dans une période tarifaire future au moyen du WACC en vigueur et doivent être complètement résorbées pour l'année tarifaire 2023 d'ici à fin 2027 au plus tard.¹⁸ Conformément à la pratique de l'EiCom (qui a en outre vu son interprétation confirmée par l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_1076/2014 du 4 juin 2015 «Swissgrid gegen BKW»), les intérêts du solde de différence de couverture doivent s'appuyer sur le WACC de l'année t+2.

Selon l'art. 18a OApEI, les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus, à partir de l'année tarifaire 2024, de compenser les différences de couverture au niveau des rémunérations pour l'utilisation du réseau dans les trois années tarifaires suivantes. En cas de découverts de couverture, il est possible de renoncer à la compensation. Dans des cas justifiés, l'EiCom peut prolonger le délai de compensation d'une différence de couverture. Pour rémunérer les différences de couverture dans l'approvisionnement de base, le gestionnaire de réseau de distribution doit utiliser, au maximum en cas de découvert de couverture ou au minimum en cas d'excédent de couverture, le taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 de l'OAPEI.

La position 1000 sert à comptabiliser le montant de la différence de couverture qui doit être dissous lors de l'année tarifaire concernée (calcul préalable). Conformément à la pratique de l'EiCom, le montant reporté sous cette position lors du calcul rétrospectif correspond à celui défini lors du calcul préalable.

¹⁸ cf. Séance d'information 2023 de l'EiCom pour les gestionnaires de réseau: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/veranstaltungen/informationsveranstaltungen-fuer-netzbetreiber/presentationen.html> (en allemand).



5. Saisie des coûts (centres de coûts / mandats / projets)

- (1) Les coûts sont imputés à des centres de coûts. Ceux-ci servent à la collecte et à la répercussion des types de coûts. Il convient de distinguer:
- Centres de coûts organisationnels (centres de coûts principaux)
 - Centres de coûts des immobilisations
 - Mandats (désignés par d'autres logiciels comme «projets»)
 - Autres centres de coûts (centres de coûts auxiliaires et d'imputation)

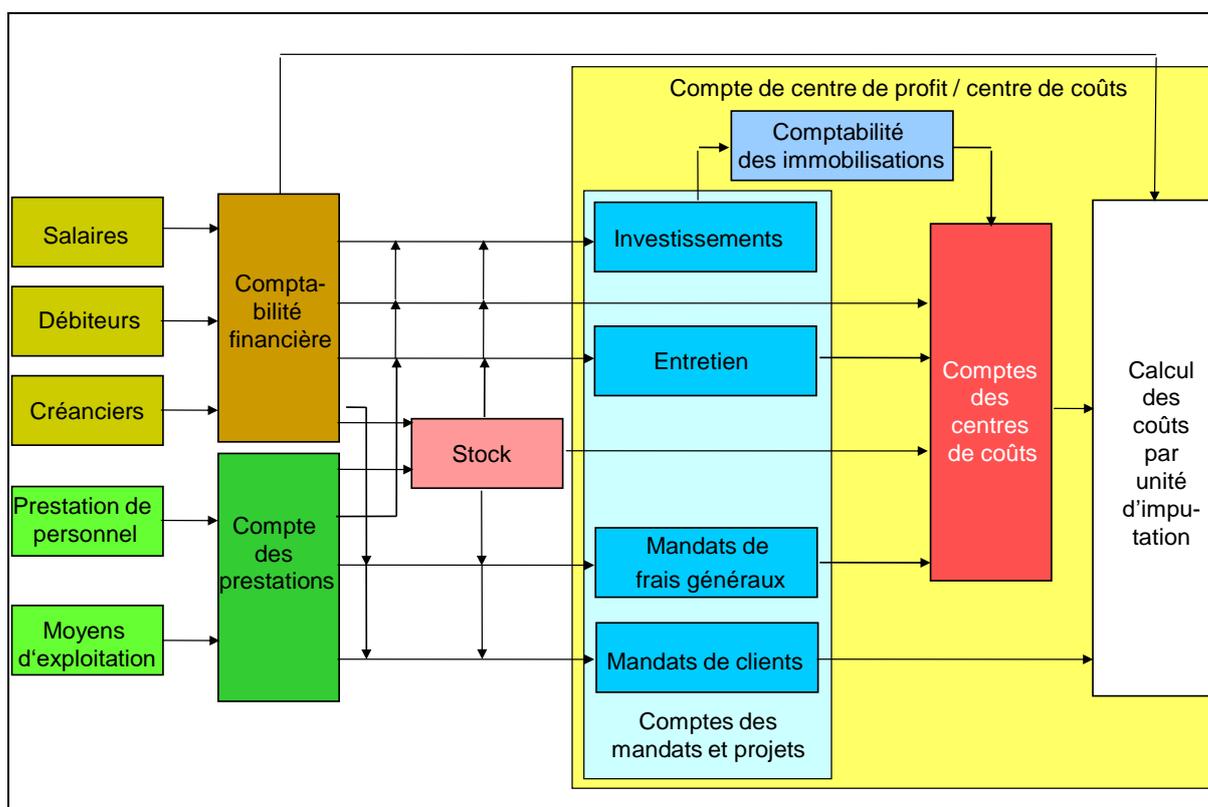


Figure 4: Flux financier dans le domaine des activités de réseau de distribution

5.1 Centres de coûts organisationnels

- (1) Les centres de coûts organisationnels (centres de coûts principaux) sont des unités (avec personnel) fournissant des prestations. Leur articulation se fait en fonction de la structure d'organisation primaire. Leurs coûts sont répercutés sur les mandats (projets) ou les centres de coûts proportionnellement à la sollicitation, par imputation ou par répartition par clé.

5.2 Centres de coûts des immobilisations

- (1) centres de coûts d'imputation ou centres de coûts auxiliaires), par exemple les coûts de réseau de chaque niveau de réseau, et attribués aux centres de profit ou aux unités d'imputation selon le principe de causalité. La structure des centres de coûts des immobilisations se réfère principalement à la



structure du réseau et aux niveaux de tension. Si dans une entreprise plusieurs rétributions d'utilisation du réseau différentes doivent être introduites en fonction des régions, la comptabilité des immobilisations et les centres de coûts des immobilisations doivent être constitués à partir de ces régions.

5.3 Autres centres de coûts

- (1) Les centres de coûts auxiliaires ne participent qu'indirectement à la création de valeur; les centres de coûts auxiliaires classiques sont les bâtiments, les véhicules, les installations téléphoniques, etc.
- (2) Pour chaque niveau de réseau, il faut établir au moins un centre de coûts auxiliaires que l'on peut subdiviser dans la mesure où les problèmes de pancaking le requièrent. Pour les coûts qui ne sont pas reportés, on peut établir des centres de coûts séparés (voir tableau 2).

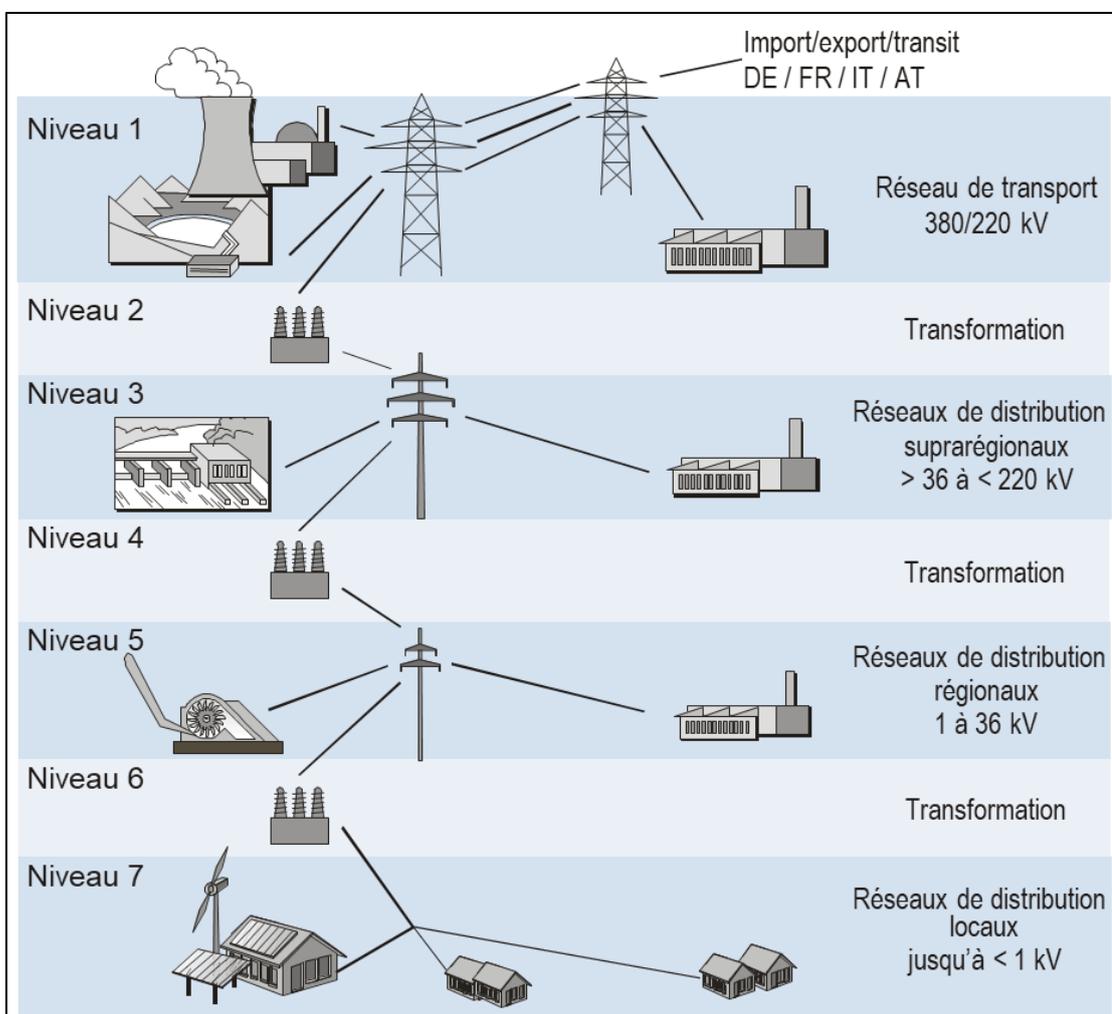


Figure 5: Présentation des différents niveaux de réseau
À chaque niveau doit correspondre au moins un centre de coûts.

- (3) La délimitation technique / matérielle des éléments de réseau suit le document Modèle d'utilisation du réseau MURD – CH.



5.4 Mandats/projets

- (1) Les mandats/projets sont des collecteurs de coûts rapportés à des périodes et comprennent aussi bien les objets internes (par exemple l'entretien, l'activation) que les prestations de marché (commandes passées par des tiers).

6. Compte des coûts par unité d'imputation

6.1 Introduction

- (1) La structure et les détails du compte des coûts par unité d'imputation dépendent fortement des besoins en information de chaque entreprise individuelle. Le présent chapitre traite ainsi uniquement les facteurs qui relèvent des textes légaux (LApEI, OApEI).

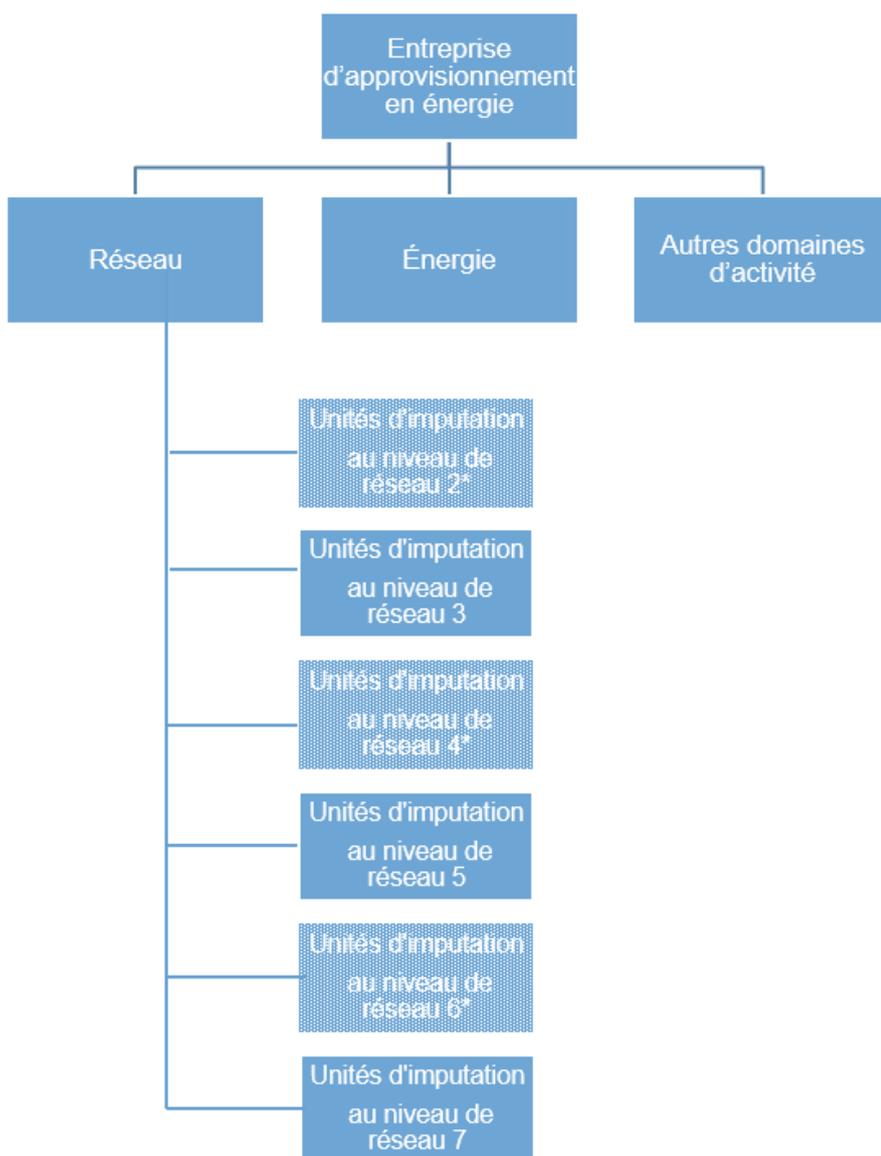
6.2 La structure du compte des coûts par unité d'imputation

- (1) Conformément aux dispositions légales, le compte des coûts par unité d'imputation des gestionnaires de réseau de distribution est à ventiler pour les produits (unités d'imputation primaires) dans les catégories «réseau» et «énergie».
- (2) Conformément à l'art. 12, al. 1 LApEI, la facturation de la rémunération pour l'utilisation du réseau doit être transparente et comparable. L'art. 16, al. 2 OApEI énonce que la rémunération pour l'utilisation du réseau ne doit pas dépasser les coûts imputables des unités d'imputation d'un niveau de réseau après report et attribution directe des coûts. Il s'ensuit que chaque niveau de réseau avec consommateurs finaux ou exploitants de réseaux en aval requiert au moins une unité d'imputation indiquant les coûts et les revenus.
- (3) À partir de l'année tarifaire 2020, une unité d'imputation Producteur pour les coûts de mesure au sein du domaine Réseau n'est plus nécessaire. En raison des diverses modifications des dispositions de l'OAPEI concernant l'imputabilité des coûts de mesure, tous les coûts de mesure des gestionnaires de réseau de distribution sont à considérer comme des coûts imputables à partir du 1^{er} juin 2019. C'est pourquoi ces coûts ne peuvent plus être facturés aux producteurs et sont inclus dans les tarifs d'utilisation du réseau facturés aux consommateurs finaux.
- (4) Les structures et besoins spécifiques de l'entreprise concernée sont déterminants pour une ventilation plus détaillée des unités d'imputation.
- (5) Conformément au MURD, l'utilisation du réseau n'est possible qu'aux niveaux 3, 5 et 7. En cas de nouveaux raccordements ou de renouvellement des raccordements existants, les points de fourniture²⁰ sont déterminés aux niveaux de réseau 3, 5 et 7. Si pour une quelconque raison des clients étaient raccordés à d'autres niveaux, il faudrait indiquer les unités d'imputation supplémentaires nécessaires pour ces niveaux de réseau.
- (6) Pour représenter les résultats des autres activités situés en dehors du domaine régulé, il faut au moins une unité d'imputation indiquant les coûts et les revenus. L'utilité d'une ventilation plus détaillée dépend des prestations offertes par l'entreprise concernée.

²⁰ Le terme «point de fourniture» est employé dans le MURD.



- (7) La tenue d'une unité d'imputation nécessite impérativement des revenus qui permettent de couvrir les coûts de l'unité d'imputation. Si le centre de coûts ne comporte pas de clients générant des revenus ou une petite part de revenus permettant de couvrir les coûts, il doit être réparti sur une unité d'imputation (avec clients et revenus). Un niveau de réseau sans clients ni revenus ne peut constituer une unité d'imputation. Les coûts qui ne peuvent faire l'objet du report des coûts (cf. tableau 2) peuvent être répartis uniquement sur une unité d'imputation. Il est donc impossible p. ex. de répartir les frais administratifs des réseaux sur un niveau de réseau sans revenus (pas de clients générant des ventes) ou sur des centres de coûts.



* Si ce niveau de réseau comporte des consommateurs finaux ou des exploitants de réseau tiers en aval

Figure 6: Structure des unités d'imputation minimale dans le domaine Réseaux (il est possible d'avoir plusieurs unités d'imputation par niveau de réseau, notamment s'il existe plusieurs groupes de clients).



6.3 Attribution des coûts

- (1) L'attribution des coûts est régie par le principe de causalité, c'est-à-dire qu'à chaque unité d'imputation sont imputés au prorata les coûts des parties du réseau qui la concernent. À l'attribution des coûts de réseau amassés sur les centres de coûts des immobilisations (centres de coûts auxiliaires) (y compris les services-système des réseaux de distribution) aux unités d'imputation s'applique toujours la procédure du *MURD – CH* (procédure des quantités d'énergie / de la puissance). Les détails des catégories de coûts se trouvent au chapitre 4.3 du présent document. La procédure du report des coûts est décrite dans le *MURD – CH*.
- (2) En principe, les coûts doivent autant que possible être attribués directement aux unités d'imputation (niveaux de réseau). Les coûts indirects sont donc à éviter. Si l'attribution directe n'est pas possible, il faut attribuer les coûts aux différentes unités d'imputation en fonction de clés de répartition transparentes, conformes au principe de causalité et spécifiques à l'entreprise (par des répartitions et des majorations).
- (3) Exemples de clés de répartition:
 - Nombre de factures
 - Nombre de compteurs
 - Nombre de clients
 - Nombre d'équivalents temps plein (en anglais, *full-time-equivalent* (FTE))
 - Nombre d'utilisateurs de solutions logicielles définies
 - Nombre de raccordements informatiques
 - Nombre de m²
 - Quantité d'énergie
 - Chiffre d'affaires (uniquement pour l'attribution des coûts au sein du domaine de réseau régulé)

6.4 Calcul des tarifs d'utilisation du réseau

- (1) Les tarifs réels d'utilisation du réseau sont ensuite calculés à partir des frais de réseau déterminés par niveau de réseau et de la comptabilité par unité d'imputation. Les bases légales qui régissent le calcul de la rémunération pour l'utilisation du réseau sont décrites ci-dessous. Les prescriptions détaillées sur la tarification sont décrites dans le *MURD*.
- (2) Les gestionnaires de réseau sont responsables de la détermination des tarifs d'utilisation du réseau (art. 18, al. 1 OApEI).
- (3) Les rémunérations pour l'utilisation du réseau sont versées par les consommateurs finaux par point de prélèvement (art. 14, al. 2 LApEI) indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement (art. 14, al. 3, let. c LApEI). Elles doivent notamment présenter des structures simples, se baser sur le profil de soutirage, refléter les coûts induits par les consommateurs finaux et répondre aux objectifs d'efficacité de l'infrastructure réseau et de la consommation d'électricité (art. 14, al. 3 LApEI).

Les tarifs au sein du groupe de clients d'un niveau de tension doivent être uniformes (art. 14, al. 3, let. c LApEI).

