



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

Schéma de calcul pour les coûts d'approvisionnement jusqu'à 2025

Systématique de la branche pour la détermination des
coûts de fourniture d'énergie aux consommateurs
finaux avec approvisionnement de base

SCCA – CH 2024

VSE
AES

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 révisions 2013 à 2023

Membres compétents de la Commission Coûts & Finances
Conseils et réalisation: Markus Flatt, EVU Partners AG (révisions 2013 et 2019)

Auteurs et autrices de la révision 2024

Christine Döbeli	Primeo Energie	Présidente de la Commission Coûts et finances
Thomas Schmid	ewb	Membre de la Commission Coûts et finances
Ruedi Wermelinger	CKW	Membre de la Commission Coûts et finances
Mauro Braghetta	AET	Membre de la Commission Coûts et finances
Cédric Chanez	Groupe E	Membre de la Commission Coûts et finances
Marco Heer	CKW	Membre de la Commission Coûts et finances
Lilian Heimgartner	IBB	Membre de la Commission Coûts et finances
Meyer Aurelio	Axpö	Membre de la Commission Coûts et finances
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Membre de la Commission Coûts et finances
Stephan Trösch	Energie Thun	Membre de la Commission Coûts et finances
Michael Wegmüller	IB-Murten	Membre de la Commission Coûts et finances
Marc Wüst	IB Wohlen	Membre de la Commission Coûts et finances
Fabian Hanselmann	Swissgrid	Membre de la Commission Coûts et finances
Otilie Morand	Romande Energie	Groupe de travail
Mireille Salathé	AES	Secrétaire spécialisée de la Commission Coûts et finances
Romina Schürch	AES	Groupe de travail

Responsabilité commission

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



Chronologie

Printemps 2009	Élaboration de la première version de la recommandation de la branche par le groupe de travail
4 mars 2010	Approbation par le Comité de l'AES
De juin à octobre 2012	Révision de la version du 4 mars 2010 par le groupe de travail
3 juillet 2013	Approbation par le Comité de l'AES
De septembre 2016 à février 2017	Révision par la Commission Coûts et finances
Février-mars 2017	Consultation auprès des membres de la branche
10 mai 2017	Approbation par le Comité de l'AES
De novembre 2017 à janvier 2018	Révision par la Commission Coûts et finances
Février-mars 2018	Consultation auprès des membres de la branche
2 mai 2018	Approbation de la version 2018 par le Comité de l'AES
De juin à juillet 2019	Révision par la Commission Coûts et finances
Août-septembre 2019	Consultation auprès des membres de la branche
23 octobre 2019	Approbation de la version 2019 par le Comité de l'AES
Février-mars 2021	Révision par la Commission Coûts et finances
Avril-mai 2021	Consultation auprès des membres de la branche
2 juillet 2021	Approbation de la version 2021 par le Comité de l'AES
De février à avril 2022	Révision par la Commission Coûts et finances
Avril-mai 2022	Consultation auprès des membres de la branche
6 juillet 2022	Approbation de la version 2022 par le Comité de l'AES
De janvier à mars 2023	Révision par la Commission Coûts et finances
Avril-mai 2023	Consultation auprès des membres de la branche
5 juillet 2023	Approbation de la version 2023 par le Comité de l'AES
De mars à mai 2024	Révision par la Commission Coûts et finances
Août-septembre 2024	Consultation auprès des membres de la branche
5 novembre 2024	Approbation de la version 2024 par le Comité de l'AES

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

L'AES approuve ce document à la date du 5 novembre 2024.

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, toute distribution ou tout autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.

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 toutes à tous les genres. Merci de votre compréhension.



Sommaire

Tabelle 1	Kostenschema Gestehungskosten (Übersicht) 22	Avant-propos	5
Introduction			7
1.	Principes de base		9
1.1	Cadre juridique		9
1.1.1	Loi et Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité		9
1.1.2	Loi sur l'énergie (LEne) et Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER)		11
1.2	Pratique de l'EICom et jurisprudence		11
1.2.1	Directives de l'EICom		11
1.2.2	Utilisation de la méthode du prix moyen ((art. 6, al. 5 LApEI)		14
1.2.3	Application du droit sur l'attribution prioritaire à l'approvisionnement de base (art. 31 LEne / art. 6, al. 5 ^{bis} LApEI)		15
1.3	Champ d'application		16
1.3.1	Acteurs et définitions		16
1.3.2	Transactions avec l'étranger		19
1.3.3	Contrats d'achat à long terme		19
1.3.4	Négoce		19
2.	Optimisation des positions présentant un risque pour d'autres étapes de la création de valeur.		20
2.1	Contrats back-to-back		21
2.2	Qualités d'énergie		21
2.3	Fourniture d'entreprises d'approvisionnement en énergie		22
3.	Étapes de la création de valeur relatives à l'énergie		22
3.1	Production		23
3.2	Achat		23
3.3	Commercialisation		24
3.4	Interfaces des étapes de la création de valeur		25
4.	Principes de calcul des coûts		26
4.1	Généralités		26
4.2	Schéma des coûts d'approvisionnement		26
4.3	Coûts d'approvisionnement des différentes étapes de la création de valeur		28
4.3.1	Coûts d'approvisionnement Production		28
4.3.2	Coûts d'approvisionnement Achat		34
4.3.3	Coûts d'approvisionnement Commercialisation		36
5.	Structure des unités d'imputation		39

Liste des figures

Figure 1	Imputation des coûts selon la méthode du prix moyen (simplifiée)	14
Figure 2	Répartition des coûts selon le droit sur l'attribution prioritaire des coûts de revient à l'approvisionnement de base (simplifiée).	16
Figure 3	Étapes de la création de valeur relatives à l'énergie	22
Figure 4	Structure recommandée des unités d'imputation Énergie pour l'approvisionnement de base	39



Liste des tableaux

Tableau 1 Schéma des coûts d’approvisionnement (vue d’ensemble)

28

Liste des abréviations utilisées

LEne	Loi sur l’énergie
AB	Approvisionnement de base (remarque: abréviation non utilisée dans la version française)
FRN	Fonds de roulement net
PPA	Power Purchase Agreement (terme anglais désignant des contrats d’achat à long terme)
LApEI	Loi sur l’approvisionnement en électricité
OApEI	Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GO	Garantie d’origine



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).

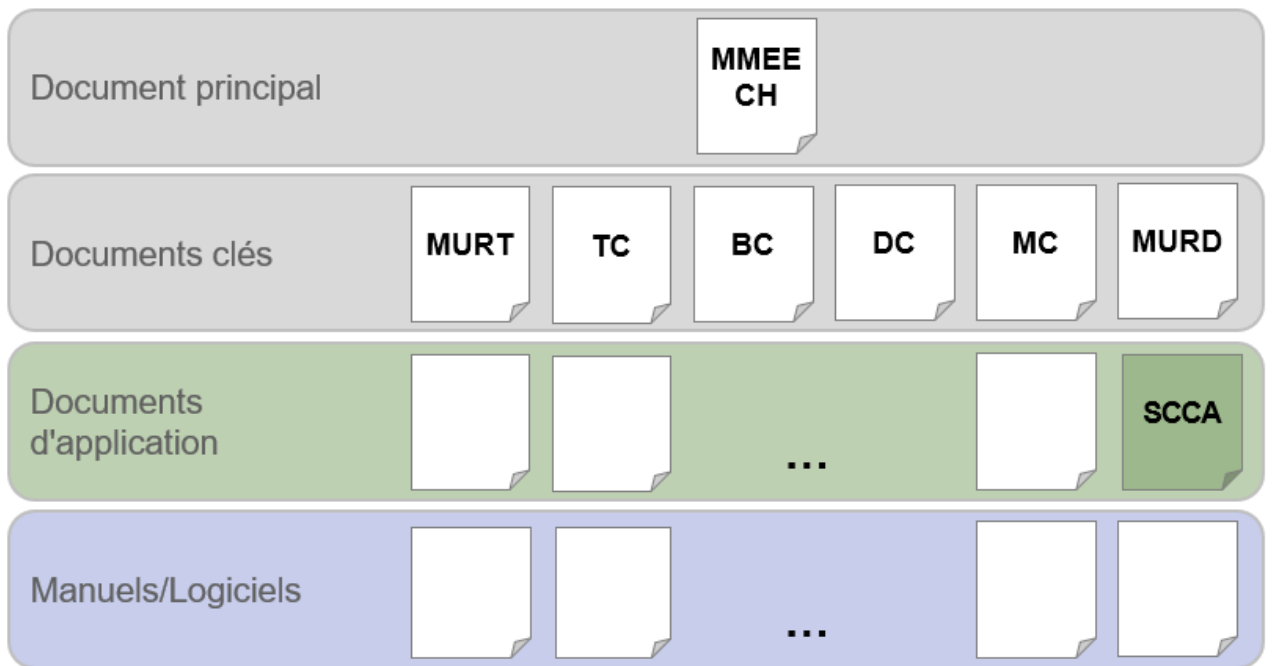
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de cette dernière selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

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 coûts d'approvisionnement» est un Document d'application.

Structure des documents



Introduction

Au sein du marché actuel partiellement libéralisé, seuls les clients finaux dont la consommation annuelle dépasse 100 MWh bénéficient du libre accès au réseau. Les autres consommateurs finaux, ainsi que ceux qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau continueront à être alimentés par l'approvisionnement de base (art. 6, al. 1 LApEI). Dans le domaine de l'approvisionnement de base, les «fournisseurs» ou «négociants» ne sont pas responsables de l'alimentation des consommateurs finaux. La loi stipule que ce rôle incombe aux gestionnaires de réseau de distribution.

La fourniture de l'énergie destinée à l'approvisionnement de base s'effectue de façon intégrale (c'est-à-dire qu'elle englobe le réseau et l'énergie) sur la base du «tarif d'électricité», avec présentation distincte de la rémunération pour l'utilisation du réseau, de la fourniture d'énergie, ainsi que des redevances et prestations fournies aux collectivités publiques (art. 6, al. 3 LApEI). Le tarif de l'électricité destinée à l'approvisionnement de base est régulé, ce qui implique de se baser sur les coûts de l'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie afin de déterminer le niveau tarifaire autorisé.

La détermination des coûts pour l'utilisation du réseau est décrite dans la recommandation de la branche de l'AES intitulée «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution» (SCCD).

Dans ce contexte, la présente recommandation de la branche de l'AES, intitulée «Schéma de calcul des coûts pour les coûts d'approvisionnement» (SCCA), a pour objectif principal d'indiquer la marche à suivre pour calculer le montant des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base, ainsi que pour tenir une comptabilité par unité d'imputation, telle que prévue par la loi, pour la composante du tarif concernant la fourniture d'énergie.

Ce document n'a pas pour objet le calcul des coûts de revient liés à la prime de marché visée par l'art. 30 de la Loi sur l'énergie (du 30 septembre 2016, RS 730.0, LEne).

La présente recommandation de la branche s'appuie sur la législation en vigueur et prend en compte la jurisprudence applicable en mai 2024:

- Arrêt du Tribunal fédéral 2C_739/2018 du 8 octobre 2018 (vérification des coûts d'énergie imputables pour les exercices 2009/2010 et élargissement à l'ensemble du groupe).
- Arrêt du Tribunal fédéral 2C_297/2019 du 28 mai 2020 (énergie du pompage et confirmation de la compétence de l'EiCom pour la vérification des produits de courant vert).
- Arrêt du Tribunal fédéral 2C_273/2022 du 29 mars 2023 concernant Repower AG (confirmation de la règle des 60 francs).
- Arrêt du Tribunal administratif fédéral (TAF) A-699/2017 du 26 août 2019 concernant la ville de Lausanne.
- Arrêt du Tribunal administratif fédéral (TAF) A-2601/2020 du 2 mars 2022 concernant Repower AG.
- Arrêt du TAF A-385/2022 du 15 juin 2022 concernant Romande Energie (utilisation du «WACC de la production» comme taux d'intérêt, rémunération du FRN)
- Décision de l'EiCom 211-00033 du 24 septembre 2020 concernant Centralschweizerische Kraftwerke AG (vérification des coûts d'énergie imputables). Décision de l'EiCom 211-00301 du 7 décembre 2021 concernant Romande Energie (vérification des coûts et des tarifs de l'énergie)



- Courrier de conclusion de l'EiCom 211-00016 du 22 février 2022 (pas encore entré en force) concernant Energie Wasser Bern (vérification des coûts du réseau en amont ainsi que des tarifs d'utilisation du réseau)
- Décision de l'EiCom 211-00016 du 18 octobre 2022 (pas encore entrée en force) concernant Energie Wasser Bern (vérification des coûts du réseau en amont ainsi que des tarifs d'utilisation du réseau).
- Décision de l'EiCom 211-00385 du 20 septembre 2022 concernant Ville de Lausanne, Services industriels de Lausanne (SiL) (vérification du calcul et du suivi des différences de couverture énergétique).
- Décision de l'EiCom 212-00353 du 20 septembre 2022 concernant Buseno, Grono et Roveredo contre Calancasca AG (rémunération pour l'utilisation du réseau dans le cadre de la fourniture d'énergie supplémentaire).
- Décision de l'EiCom 211-00300 du 7 novembre 2023 (pas encore entrée en force) concernant BKW Energie et Société des Forces Electriques de la Goule SA (coûts et tarifs de l'énergie pour les exercices 2013–2018 de BKW Energie SA, d'onyx Energie Netze AG et de Forces Electriques de la Goule SA – coûts et tarifs de l'énergie pour l'exercice 2017).
- Décision de l'EiCom 212-00394 du 6 juin 2023 concernant Centralschweizerische Kraftwerke AG à propos de la déclaration a posteriori des coûts calculés du capital (pas encore entrée en force).
- Directive de l'EiCom 03/2024 du 5 mars 2024. Directive de l'EiCom 2/2019 du 5 mars 2019 concernant les différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes
- Directive de l'EiCom 2/2024 du 6 mars 2024 concernant le «WACC de la production».
- Directive de l'EiCom 3/2022 du 7 juin 2022 concernant la règle des 60 francs.
Directive de l'EiCom 5/2022 du 29 septembre 2022 concernant l'adaptation rétroactive de la comptabilité analytique annuelle.
- Directive de l'EiCom 2/2018 du 10 mai 2018, respectivement du 14 mai 2019, concernant les «Coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'art. 4, al. 1 de m'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité».
- Communications de l'EiCom sur les questions fréquentes relatives à la hausse des prix de l'électricité, FAQ «Hausse des prix de l'électricité: questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie en cours d'année, sur l'approvisionnement de remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité – mise à jour du 26 janvier 2023».



1. Principes de base

1.1 Cadre juridique

Les paragraphes qui suivent résument (de façon non exhaustive) les principales bases juridiques.

1.1.1 Loi et Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité¹

L'art. 6 LApEI régit l'obligation de fourniture et la structure tarifaire pour l'approvisionnement de base dans ses principes. L'al. 1 définit l'approvisionnement de base comme la mise en œuvre des mesures requises pour pouvoir fournir en tout temps aux consommateurs captifs (consommation annuelle inférieure à 100 MWh par site de consommation) et aux autres consommateurs finaux de leur zone de desserte qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau la quantité d'électricité qu'ils souhaitent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables. Les gestionnaires de réseau de distribution sont tenus de:

- Les tarifs sont valables un an² et font l'objet d'une publication présentant séparément l'utilisation du réseau, la fourniture d'énergie, les redevances et les prestations fournies à des collectivités publiques (al. 3);
- tenir une comptabilité par unité d'imputation distincte pour la composante concernant la fourniture d'énergie (al. 4);
- répercuter proportionnellement sur les consommateurs captifs l'avantage tarifaire qu'ils tirent du libre accès au réseau (al. 5).

- (1) **L'art. 6, al. 5^{bis} LApEI** donne aux gestionnaires de réseau de distribution qui fournissent de l'électricité issue d'énergies renouvelables aux consommateurs captifs le droit de prendre en compte prioritairement dans l'approvisionnement de base, et donc dans leurs tarifs pour les consommateurs captifs, les coûts de revient de cette électricité, dans la mesure où elle est produite à l'intérieur du pays, jusqu'à l'expiration de la prime de marché selon les art. 31 et 38 LEne. Avec cet article ainsi qu'avec la révision de la LEne au 1er janvier 2023, un droit temporaire et annuel de choisir le type d'imputation des coûts dans l'approvisionnement de base jusqu'à l'année tarifaire 2030 au maximum continue d'exister pour les gestionnaires de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base. Un gestionnaire de réseau de distribution ne peut imputer que les coûts de revient calculés selon l'art. 6 LApEI, peu importe s'il achète cette électricité ou s'il a une participation dans une centrale.
- (2) En termes d'approvisionnement de base en électricité, **l'art. 12 LApEI** contraint les gestionnaires de réseau à publier annuellement les tarifs d'électricité (al. 1) et à établir des factures transparentes et comparables (al. 2). La fourniture d'énergie doit être mentionnée séparément sur la facture.
- (3) **L'art. 4 OApEI** précise le caractère équitable des tarifs au sens de l'art. 6, al. 1 et les coûts de revient au sens de l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI. La composante tarifaire due pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base doit se fonder sur les coûts de revient d'une production efficace (selon l'OAPEI «coûts de production d'une exploitation efficace») et sur les contrats d'achat à long terme du gestionnaire du réseau de distribution (al. 1). Les al. 2 à 5 précisent le

¹ État au 1er juin 2019.

² Les adaptations de tarif en cours d'année ne sont pas autorisées (voir communication de l'EICOM du 7 décembre 2021, mise à jour du 15 mars 2022: «Hausse des prix de l'électricité: questions et réponses sur l'adaptation des tarifs de l'énergie en cours d'année, sur l'approvisionnement de remplacement et sur la rétribution de reprise de l'électricité»). Les éventuelles modifications de quantité et de prix sont établies lors du calcul rétrospectif et reportées sur les années suivantes via des différences de couverture.



droit d'imputation des coûts de revient du courant renouvelable issue de la production indigène dans l'approvisionnement de base. Ces dispositions sont pertinentes pour les gestionnaires de réseau de distribution qui ont opté pour ce droit temporaire. Il est alors précisé que les coûts de revient d'une production efficace ne doivent pas être dépassés et que les mesures de soutien éventuelles doivent être déduites (p. ex. rétributions uniques ou contributions d'investissement) (al. 2). Pour les acquisitions d'installations de production renouvelable plus petites (jusqu'à 3 MW de puissance ou jusqu'à 5000 MWh de production annuelle), l'imputation des coûts d'acquisition jusqu'à un plafond des taux de rétribution RPC/SRI³ selon les annexes 1.1-1.5 de l'Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR, RS 730.03) est définie, pour simplifier. Les coûts d'acquisition imputables sont ainsi plafonnés, ce qui est particulièrement important pour l'imputation d'énergie de refoulement. Il est alors également précisé qu'avec l'imputation prioritaire des coûts de revient dans l'approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI, les garanties d'origine correspondantes pour l'approvisionnement de base doivent être utilisées (al. 4). Sont en revanche exclues de ce droit les installations RPC/SRI et FFS (al. 5).

- (4) **L'art. 4a OApEI** définit que les gestionnaires de réseau de distribution doivent, en application du droit à l'imputation prioritaire des coûts de revient au sens de l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI, prendre en compte les mesures de soutien également pour les acquisitions d'installations de tiers et les déduire des coûts. Par exemple, pour les acquisitions d'installations photovoltaïques de tiers, les coûts d'acquisition imputables doivent être comparés au plafond de 80% des taux RPC/SRI et, au besoin, réduits pour correspondre à ce niveau. Pour les propres installations ainsi que pour les plus grandes centrales, des rétributions uniques ou des contributions d'investissement ainsi que d'autres aides cantonales et communales doivent être définies précisément et déduites des coûts de revient.
- (5) **L'art. 4b OApEI** contraint les gestionnaires de réseau de distribution à justifier, pour leurs consommateurs finaux avec approvisionnement de base, toute hausse ou baisse des tarifs d'électricité et à justifier toute hausse à ElCom.
- (6) **L'art. 4c OApEI** définit les obligations de fournir des preuves et d'annoncer supplémentaires pour les gestionnaires de réseau de distribution qui usent du droit d'attribution prioritaire des coûts de revient à l'approvisionnement de base conformément à l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent, sur demande, prouver à l'ElCom que les coûts de revient qui ont été imputés se montent au maximum à ceux visés par les dispositions citées ci-dessus (al. 1). Pour les acquisitions d'installations de tiers, les gestionnaires de réseau de distribution concernés doivent annoncer à l'ElCom, pour chaque technologie de production, les quantités fournies et la moyenne des coûts imputés. Pour les installations de grande hydraulique (>10 MW), l'obligation d'annoncer s'applique à chaque centrale séparément.
- (7) **L'art. 4d OApEI** contraint les gestionnaires de réseau de distribution à compenser les différences de couverture dans l'approvisionnement de base 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'ElCom 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 2024⁴ (art. 31m OApEI).

- (8) **L'art. 19 OApEI** prévoit qu'en vue de vérifier les tarifs et les rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs d'électricité, l'EICom compare les niveaux d'efficacité (al. 1) et ordonne la compensation, par réduction tarifaire, des gains injustifiés (al. 2). Dans le cadre de la comparaison d'efficacité, l'EICom collabore avec les milieux concernés. Elle tient compte des différences sur lesquelles les entreprises n'ont pas de prise et du degré d'amortissement. Son appréciation intègre des valeurs de référence internationales.

1.1.2 Loi sur l'énergie (LEne) et Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEneR)⁵

L'art. 15 LEne régit l'obligation de reprise et de rétribution de l'énergie.

L'art. 31 LEne dispose que les ayants droit à la prime de marché pour les grandes installations hydroélectriques peuvent tenir compte dans les tarifs d'approvisionnement de base des coûts de revient de la quantité maximale d'électricité qu'ils pourraient vendre au titre de celui-ci (al. 3).

L'art. 38, al. 2 LEne prévoyait à l'origine qu'à partir du 1er janvier de la sixième année suivant l'entrée en vigueur de cette loi, plus aucune prime de marché ne puisse être versée pour les installations de grande hydraulique selon l'art. 30. Avec la révision de la LEne sur la base de l'initiative parlementaire Girod, la prime de marché a été prolongée et sera versée pour la dernière fois pour l'année 2030.

1.2 Pratique de l'EICom et jurisprudence

1.2.1 Directives de l'EICom

- (1) La **directive 2/2018** de l'EICom sur les «Coûts de production et contrats d'achat à long terme selon l'art. 4, al. 1, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité» contient les principes de calcul ainsi qu'un schéma des coûts de la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Selon cette directive, les coûts imputables englobent les coûts d'exploitation et les coûts de capital d'une production performante et efficace ainsi que les redevances aux collectivités publiques en lien avec la production (p. ex. redevance hydraulique).

La directive de l'EICom expose également que les avantages de l'accès libre au réseau doivent être répartis entre l'approvisionnement de base et d'autres activités de marché sur la base des quantités d'énergie fournies. Cette méthode est désignée par la notion de «méthode du prix moyen».

Sur le modèle de cette directive, la présente recommandation de la branche utilise, pour les coûts imputables pour la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base, le terme «coûts d'approvisionnement»⁶ au sens large. Cela signifie qu'il convient d'ajouter aux coûts de production proprement dits et aux coûts issus des contrats d'achat à long terme⁷, les autres coûts qui incombent à une entreprise d'approvisionnement en énergie, dans le cadre de la réalisation de sa mission d'approvisionnement consistant à fournir de l'énergie au consommateur final. Ceux-ci comprennent en particulier les

⁶ Le présent document utilise toutefois le terme «coûts de production» (pour désigner les mêmes types de coûts) lorsqu'il est explicitement fait référence à l'OAPEI et à la directive 3/2012 de l'EICom, puisque c'est le terme qui y est employé.

⁷ Sur le modèle de la directive, cela inclut non seulement les LTC avec la France, mais aussi les achats à long terme de manière générale.



coûts d'achat et de commercialisation (au sens de l'achat d'énergie, du matériel et des charges de personnel).

Il convient par contre de ne pas tenir compte des coûts liés à l'exploitation d'un réseau de distribution. Il résulte de ces considérations les types de coûts d'approvisionnement des étapes de création de valeur suivantes, utilisées dans la présente recommandation de la branche (présentées plus en détail au chapitre 2 ci-dessous):

- Production (entreprises partenaires comprises)
- Achat
- Commercialisation

- (2) La **directive 2/2024**⁸ de l'ECom sur le «WACC de la production» fixe le WACC pour les coûts de revient selon l'art. 4 OApEI, en se référant au WACC fixé chaque année par le DETEC pour les mesures d'encouragement à la grande hydraulique. Le «WACC de la production» est revu chaque année par le DETEC, adapté si besoin est et publié par l'ECom dans une nouvelle directive.

Dans son arrêt A-385/2022 du 15 juin 2022, le TAF a confirmé que l'ECom pouvait, par ses directives sur le WACC, fixer ceux-ci de manière standardisée. Toutefois, elle doit dans ce cas vérifier au cas par cas si ce WACC est effectivement approprié.

L'application rétroactive de ce taux d'intérêt, qui a été fixée pour la première fois dans la directive 3/2018 (abrogée entre-temps), est contestée. L'arrêt du TAF A-385/2022 du 15 juin 2022 a lui aussi laissé cette question en suspens.

- (3) La **directive 3/2022** de l'ECom sur la «règle dite des 60 francs» définit les valeurs limites valables à partir de l'année tarifaire 2024 pour l'évaluation des coûts et bénéfices appropriés pour la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base. Les coûts administratifs et les coûts de vente (y c. autres coûts) ainsi que les bénéfices de la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base qui ne dépassent pas un total de CHF 60 par destinataire de facture sont alors considérés comme non problématiques et ne sont pas analysés plus avant par l'ECom. Si les coûts et bénéfices dépassent cette valeur limite, le gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base doit réduire proportionnellement son bénéfice de la fourniture d'énergie dans l'approvisionnement de base. Si les coûts dépassent à eux seuls les CHF 60, la part des bénéfices diminue jusqu'à hauteur de la rémunération proportionnelle du fonds de roulement net et l'ECom analyse les coûts de manière approfondie. Les coûts de la fourniture d'énergie sont alors acceptés jusqu'à CHF 100 au maximum par destinataire de facture dans l'approvisionnement de base.

Pour les années tarifaires 2020 à 2023, les valeurs limites de CHF 75 ou de CHF 120 par destinataire de facture ont été appliquées. Jusqu'à l'année tarifaire 2019 incluse, les valeurs limites de CHF 95 ou de CHF 150 par destinataire de facture avaient été appliquées.⁹

L'AES part du principe que la pratique courante perdurera après l'entrée en vigueur des dispositions révisées sur la notion de bénéfice approprié. Le critère d'intervention devrait se situer autour de

⁸ Directive actuelle au moment de l'adoption du présent document de la branche; c'est la directive de l'ECom en vigueur au moment voulu qui s'applique.

⁹ Cf. décision de l'ECom 211-00008 du 22 janvier 2015 concernant Repower AG (entrée en force et confirmée par l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_273/2022 du 29 mars 2023) au sujet de la dérivation de la règle d'origine des 95 CHF, https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/verfuegungen_2015/tarife/ueberpruefung_deranrechenbarenenergiekostenfuerdiegeschaeftsjahr.pdf.download.pdf/ueberpruefung_deranrechenbarenenergiekostenfuerdiegeschaeftsjahr.pdf



75 francs. D'une part, parce que l'abaissement du critère d'intervention de 75 francs à 60 francs par l'EiCom (7 juin 2022), motivé surtout par des raisons politiques, n'était guère approprié. D'autre part, parce que les charges et défis supplémentaires liés au projet actuel entraînent une augmentation des coûts administratifs et de commercialisation du fournisseur de base.¹⁰

- (4) La **directive 2/2019** relative aux «Différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes» doit être appliquée non seulement pour l'utilisation du réseau, mais aussi pour l'approvisionnement de base en électricité. Des différences de couverture en raison d'excédents et de découverts doivent être justifiées envers l'EiCom dans le cadre du calcul rétrospectif de l'approvisionnement de base, et le solde à reprendre est rémunéré au moyen du WACC. L'EiCom applique pour ce faire non pas le «WACC de la production», mais le «WACC du réseau électrique».

Par rapport aux différences de couverture, l'application et le traitement du délai de prescription de 5 ans ne sont pour l'instant pas définitivement clarifiés au niveau juridique. Dans la procédure SiL 211-00385, l'EiCom a décidé que la prescription commençait à courir le premier jour suivant la fin de l'année tarifaire concernée. Par exemple, le délai de prescription pour les tarifs de l'année 2016 commence à courir le 1er janvier 2017 et se termine par conséquent le 31 décembre 2021.

Cette directive est applicable pour la gestion des différences de couverture jusqu'à la fin de l'exercice 2023. Pour les différences de couverture de l'exercice 2024, les nouvelles dispositions de l'OApEI (donc la directive 03/2024) s'appliquent pour la première fois (cf. 1.1.1 (7)).

- (5) La **directive 03/2024** concernant les différences de couverture du réseau et de l'énergie des années précédentes complète la directive 2/2019. Si le montant total de la rémunération perçu par le gestionnaire de réseau de distribution pour l'approvisionnement de base, ou le montant total de la rémunération pour l'utilisation du réseau perçu par le gestionnaire du réseau sur une année tarifaire ne correspond pas aux coûts de l'énergie ou du réseau imputables (différence de couverture), celui-ci doit compenser l'écart dans les trois années tarifaires suivantes. En cas de découvert de couverture, il est possible de renoncer à la compensation.

Les différences de couverture en raison d'excédents et de découverts présentés envers l'EiCom dans le cadre du calcul rétrospectif de l'approvisionnement de base seront rémunérées selon le taux de rendement des fonds étrangers visé à l'annexe 1 de l'OApEI (art. 4d, al. 3 et 18a, al. 3 OApEI).

Les différences de couverture entrant dans le champ des coûts de mesure doivent être présentées séparément et sont régies par l'art. 8a^{quater} OApEI.

- (6) La **directive 5/2022** remplace la précédente directive 1/2020 et précise des exigences importantes de l'EiCom concernant la présentation ainsi que les adaptations rétroactives de la comptabilité analytique annuelle. Elle présuppose «que le gestionnaire de réseau a connaissance de la jurisprudence pertinente». En outre, l'EiCom se réserve le droit de pouvoir ordonner de son côté des adaptations et exige que les gestionnaires de réseau lui soumettent une demande écrite lorsqu'ils ont eux-mêmes besoin d'apporter des adaptations rétroactives. Selon l'EiCom, les adaptations rétroactives d'un fichier de comptabilité analytique ne sont autorisées que pour les cinq derniers exercices comptables

¹⁰ Au moment de la révision du SCCA, les ordonnances définitives ne sont pas encore disponibles.



clôturés au maximum, par analogie à l'art. 128, ch. 1 CO. Pour ce qui est de la justification d'adaptations rétroactives, l'EiCom exige néanmoins des «motifs valables»¹¹. La base juridique sur laquelle se fonde l'EiCom pour cette exigence n'est pas clarifiée.

- (7) La **Directive 7/2024** fait observer que pour l'approvisionnement de base en énergie, il y a une lacune entre l'abrogation des anciennes dispositions et l'application des nouvelles dispositions en 2026 et que pour l'année 2025, les dispositions en vigueur s'appliquent jusqu'au 31.12.24.

1.2.2 Utilisation de la méthode du prix moyen ((art. 6, al. 5 LApEI)

- (1) Selon la méthode du prix moyen de l'EiCom (voir directive 2/2018), tous les coûts liés à la production propre d'électricité et à l'achat d'électricité sur le marché doivent être répartis proportionnellement au volume commercialisé en kWh entre les consommateurs finaux avec approvisionnement de base¹² et les clients sur le marché libre (cf. Figure 1). Les quantités d'énergie qui n'ont pas de lien avec le territoire de la Suisse au niveau de la production, de l'acquisition ou de la fourniture ne sont toutefois pas prises en compte dans cette méthode¹³. La méthode du prix moyen se base sur une interprétation par l'EiCom du droit selon l'art. 6, al. 5 LApEI, qui a été confirmée dans différents arrêts par le Tribunal administratif fédéral et le Tribunal fédéral.

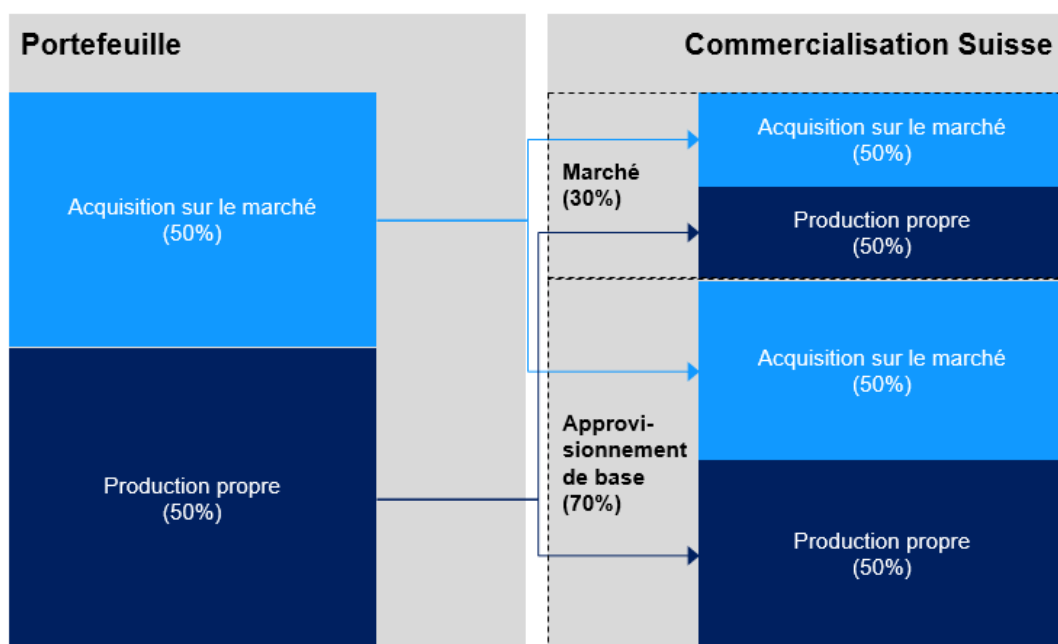


Figure 1 Imputation des coûts selon la méthode du prix moyen (simplifiée)

- (2) Le Tribunal fédéral a confirmé la légalité de la méthode du prix moyen de l'EiCom (arrêt 2C_681/2015 et 2C_682/2015 du 20 juillet 2016, vonRoll Casting SA contre Centralschweizerische Kraftwerke AG [Forces Motrices de la Suisse Centrale SA]). L'arrêt du Tribunal fédéral d'alors a cependant laissé en suspens de nombreuses questions relatives à la mise en œuvre, qui ont été

¹¹ Cf. séances d'information de l'EiCom 2022 à l'intention des gestionnaires de réseau 2022 et décision de l'EiCom 212-00394 du 6 juin 2023 concernant CKW, sur la déclaration a posteriori des coûts calculés du capital pour les exercices 2015/2016 à 2018/2019 (pas encore entrée en force)



très largement clarifiées par des affaires juridiques ultérieures, au moins au niveau du TAF. La méthode du prix moyen se limite à un simple calcul des coûts de revient imputables pour l'approvisionnement de base sur une base annuelle. Cette méthodologie ignore la réalité éconómico-énergétique en ce qui concerne la simultanéité de la production et de la consommation. La possibilité de tenir compte des réalités de l'économie énergétique a été reconnue sur le principe par l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_297/2019 du 28 mai 2020 dans la mesure où celles-ci peuvent effectivement être reproduites dans les coûts. Dans le contexte des prestations des services-système et des garanties, ces réglementations sur l'imputation des coûts ne s'appliquent pas à l'optimisation éconómico-énergétique concernant le recours à des centrales ou la stratégie d'acquisition.

1.2.3 Application du droit sur l'attribution prioritaire à l'approvisionnement de base (art. 31 LEne / art. 6, al. 5^{bis} LApEI)

- (1) L'art. 31, al. 3 LEne (grande hydraulique) et l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI (production indigène renouvelable) donnent temporairement (jusqu'en 2030) aux gestionnaires de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base la possibilité d'attribuer en priorité à l'approvisionnement de base de l'électricité issue d'énergies renouvelables provenant de capacités de production indigènes. L'art. 6, al. 5^{bis} LApEI évoque certes explicitement les consommateurs finaux captifs, tandis qu'en tenant compte de l'art. 4 OApEI, l'approvisionnement de base total est inclus. La méthode du prix moyen ne s'applique pas pour le volume de cette attribution prioritaire des coûts de revient.
- (2) Alors que le droit selon l'art. 31 LEne ne vaut que pour les exploitants d'installations de grande hydraulique ayant droit à la prime de marché (à partir de 2018), l'introduction de l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI permet désormais d'appliquer ce droit (à partir de 2019) à tous les gestionnaires de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base qui fournissent à leurs consommateurs finaux de l'énergie renouvelable indigène.
- (3) L'attribution prioritaire des coûts de revient pour les installations de production indigènes et renouvelables se fait, sur le plan purement comptable, sur une base annuelle (voir à ce sujet la section 1.2.2, ch. (4) ci-dessus). Ainsi, l'approvisionnement de base est «rempli» au fur et à mesure en fonction des quantités de courant effectivement vendues, aux coûts de revient correspondants. S'il existe une quantité résiduelle à couvrir, les autres acquisitions et éventuelles quantités de production non renouvelable sont imputées selon la méthode du prix moyen (cf. Figure 2). La priorisation selon l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI se fait individuellement pour chaque installation de production¹⁴. Dans le cas d'installations de grande hydraulique ayant droit à la prime de marché, lesdites quantités peuvent également être priorisées et prises en compte dans l'approvisionnement de base individuellement pour chaque centrale, à hauteur de la part attribuable à l'approvisionnement de base selon l'art. 31 LEne.
- (4) Le droit sur l'attribution prioritaire des coûts de revient à l'approvisionnement de base ne se limite explicitement pas à la production propre, mais concerne aussi les acquisitions de courant renouvelable issu d'installations de production indigènes de tiers. En font aussi notamment partie les refoulements d'énergie provenant d'installations de production renouvelable décentralisées au sens de l'art. 15 LEne et de l'art. 11 OEne.



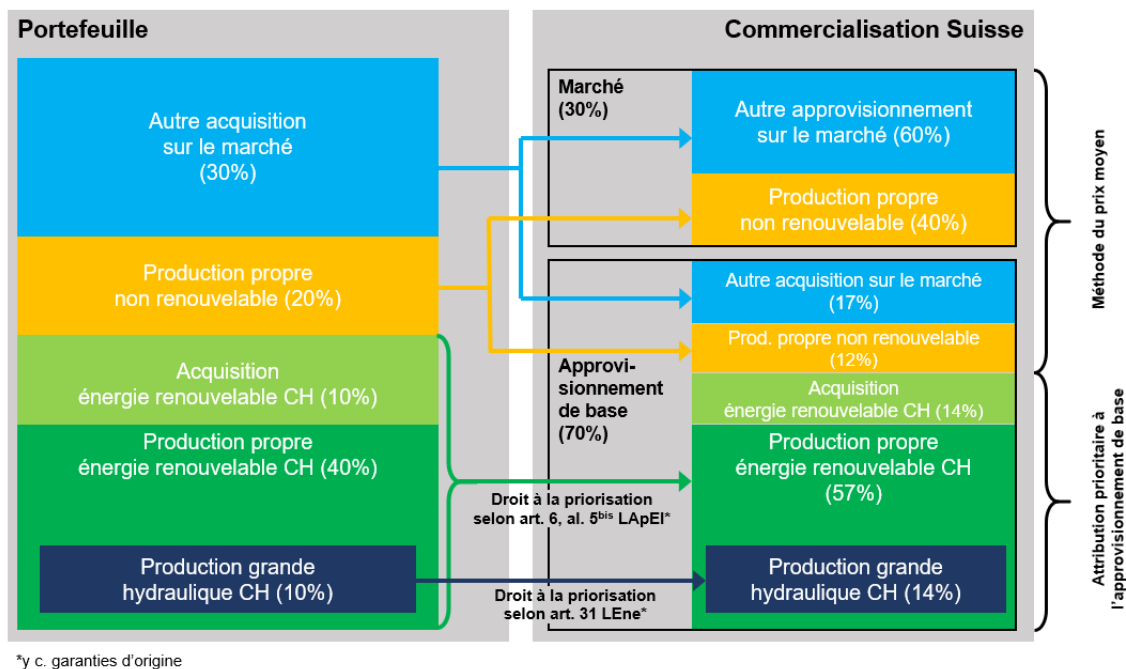


Figure 2 Répartition des coûts selon le droit sur l'attribution prioritaire des coûts de revient à l'approvisionnement de base (simplifiée).

1.3 Champ d'application

1.3.1 Acteurs et définitions

- (1) Les **consommateurs finaux** sont des clients achetant de l'électricité pour leurs propres besoins; cette définition n'englobe ni l'électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins, ni celle destinée à faire fonctionner les pompes des centrales de pompage (**art. 4, al. 1, let. b LAPeI**).
- (2) Les **consommateurs finaux captifs** sont des clients dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh par site de consommation. Ils ne disposent d'aucun droit d'accès au réseau.
- (3) Les **consommateurs finaux avec approvisionnement de base** sont des consommateurs finaux captifs ou qui renoncent à l'accès au réseau (art. 2, al. 1, let. f OApEI). Le gestionnaire de réseau de distribution doit prendre les mesures requises pour pouvoir leur fournir en tout temps la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables.
- (4) Les **consommateurs finaux libres** sont des consommateurs finaux qui font ou ont déjà fait usage de leur droit d'accès au réseau. Ils sont exclus de l'approvisionnement de base au sens de l'art. 6 LAPeI. Dans ce cas, il n'y a pas de régulation des prix et des coûts d'approvisionnement imputables en vertu de la LAPeI. Toutefois, les coûts d'acquisition pour les consommateurs finaux libres doivent être pris en compte dans la méthode du prix moyen et ont donc des répercussions sur les tarifs de l'approvisionnement de base. ¹⁵



- (5) Les **consommateurs finaux libres sans contrat de fourniture valable** tombent dans l'approvisionnement de remplacement. Le principe «un jour libre, toujours libre» s'applique. La possibilité de participer à un regroupement dans le cadre de la consommation propre (RCP) existant ou nouveau à former selon l'art. 11, al. 2^{bis} OApEI constitue la seule exception à ce principe. La tarification de l'approvisionnement de remplacement se fait principalement individuellement, sur une base contractuelle, et ne fait pas partie intégrante du présent document – hormis une prise en compte nécessaire dans la méthode du prix moyen¹⁶. Voir à ce sujet notamment aussi le manuel de l'AES «Approvisionnement de remplacement» (AR 2022).
- (6) **Les producteurs** ne sont par principe pas soumis à la réglementation sur les coûts de production selon l'art. 6 LApEI. Celle-ci s'applique à un producteur ou à son propriétaire dans deux cas seulement:
- la centrale électrique ou la société gestionnaire de la centrale est la propriété directe ou sous le contrôle d'un gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base et a dans ce contexte un lien avec le territoire de la Suisse;
 - la centrale électrique est une entreprise partenaire à laquelle au moins un gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base détient des participations, et elle a dans ce contexte un lien avec le territoire de la Suisse. Si le/s gestionnaire/s de réseau de distribution soutire/nt effectivement de l'électricité depuis la centrale, celui-ci/ceux-ci est/sont tenu/s, en tant que (co)propriétaire/s, selon le ch. 5 de la directive 2/2018 de l'ECom, d'imputer en tant que production propre, les coûts provenant de sa/leur production propre, indépendamment de la structure de propriété, et ce soit proportionnellement dans la méthode du prix moyen (art. 6, al. 5 LApEI), soit selon l'attribution prioritaire à l'approvisionnement de base s'il s'agit d'énergie renouvelable indigène (art. 6, al. 5bis LApEI). Pour les autres propriétaires, il n'y a pas lieu d'appliquer la présente recommandation de la branche ni la réglementation sur les coûts de production telle que définie à l'art. 6 LApEI.
- Pour tous les autres cas de producteurs indépendants sans mandat d'approvisionnement de base, la présente recommandation de la branche ou la réglementation sur les coûts de production définie à l'art. 6 LApEI n'est pas applicable.
- (7) Les **propres installations participant à la RPC/au SRI en commercialisation directe** (art. 19 ss. LEnE), à savoir les centrales ou les sociétés de production du gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base, sont soumises au champ d'application de l'art. 6 LApEI. L'électricité ainsi produite est considérée comme courant sans garantie d'origine, car sa plus-value écologique est rétribuée via la prime d'injection.
- (8) Les **propres installations participant à la RPC/au SRI en commercialisation directe**, (art. 19 ss. LEnE), ne sont pas soumises au champ d'application de l'art. 6 LApEI.
- (9) Les **propres installations sans mesures d'encouragement, bénéficiant d'une prime de marché** (art. 31 LEnE), d'une **contribution d'investissement** ou d'une **rétribution unique** (art. 24 ss. LEnE) relèvent de l'art. 6 LApEI.
- (10) **Fournisseurs d'énergie refoulée**: en vertu de l'art. 15 LEnE, les coûts liés à la reprise d'énergie issue d'installations de production décentralisées de tiers ne bénéficiant pas de la RPC/du SRI peuvent



être comptabilisés proportionnellement (cas de la méthode du prix moyen) ou prioritairement (cas de l'attribution prioritaire à l'approvisionnement de base) comme des coûts d'approvisionnement liés à l'approvisionnement de base. Cela concerne également les installations photovoltaïques de tiers qui reçoivent la rétribution unique.

Conformément à l'art. 15 al. 3 LEne, la rétribution pour l'électricité issue de sources renouvelables se fonde sur les coûts que le gestionnaire aurait eus pour acquérir une électricité équivalente, provenant d'installations de couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles au prix du marché au moment de l'injection.

Conformément à l'art. 12 OEne, la rétribution pour l'électricité issue de sources renouvelables dépend des coûts supportés par le gestionnaire de réseau pour l'acquisition d'électricité équivalente auprès de tiers ainsi que des coûts de revient des propres installations; sans tenir compte des coûts liés aux éventuelles garanties d'origine requises. Cette équivalence s'appuie sur les caractéristiques techniques de l'électricité produite, notamment sur la quantité d'énergie et le profil de puissance ainsi que sur la contrôlabilité et la prévisibilité de la production. Pour la rétribution de l'électricité provenant d'installations de couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles, le prix du marché est calculé conformément à l'art. 12 OEne à partir des tarifs horaires sur le marché spot pour le commerce du jour d'avant (day-ahead) concernant le marché suisse.

À partir de la légalité de l'art. 12 OEne selon laquelle la rétribution pour l'énergie issue de sources renouvelables s'appuie également sur les coûts de revient des propres installations de production, les prix en résultant sont pris en compte en conséquence. Par la décision 222-00001 de l'EiCom du 11 mai 2021, la définition de la rétribution de l'énergie refoulée selon l'art. 15, al. 3, let. a LEne a été appréciée pour la première fois sur la base de la situation juridique modifiée. La décision n'est pas encore exécutoire, mais l'EiCom y confirme la légalité de l'Ordonnance sur l'énergie.

La rétribution de l'énergie refoulée correspond uniquement à la rémunération de l'électricité «grise». La rétribution de la plus-value écologique via l'achat de garanties d'origine s'effectue séparément, est facultative, mais est recommandée, ne serait-ce qu'en raison des conséquences financières en cas de rareté des garanties d'origine pour le courant renouvelable.

Avec le droit à l'attribution prioritaire à l'approvisionnement de base selon l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI, il existe temporairement la possibilité pour les gestionnaires de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base de rétribuer l'énergie refoulée, garanties d'origine comprises, aux coûts de revient et de comptabiliser complètement ces coûts dans l'approvisionnement de base jusqu'à hauteur des taux de rétribution RPC/SRI, selon l'art. 4, al. 3 OApEI, moins 20% pour les rétributions uniques selon l'art. 4a, al. 1, let. a ch. 3 OApEI. Du point de vue de l'AES, l'énergie refoulée peut être prise en compte sans déduction de 20% lorsque l'on applique la méthode du prix moyen.

- (11) La présente recommandation de la branche concerne les **gestionnaires de réseau de distribution** qui fournissent de l'électricité aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau de distribution sont soumis aux dispositions de l'art. 6 LApEI. Les gestionnaires de réseau de distribution qui n'approvisionnent pas de consommateurs finaux avec approvisionnement de base ne sont pas soumis à ces dispositions.

L'art. 6 LApEI n'est pas applicable à la relation entre le gestionnaire de réseau de distribution et ses gestionnaires de réseau indépendants en amont ou ses fournisseurs d'énergie, car les gestionnaires



de réseau de distribution ne constituent pas des consommateurs finaux et n'ont donc pas droit à l'approvisionnement de base.

- (12) Les fournisseurs d'énergie indépendants sans mandat d'approvisionnement de base, ainsi que les négociants en électricité proprement dits ne sont pas soumis aux réglementations de l'art. 6 LApEI.

1.3.2 Transactions avec l'étranger

- (1) Les participations dans des sociétés gestionnaires de centrales à l'étranger, les contrats d'achat correspondants, l'acquisition et les activités de négoce à l'étranger ne sont concernés par la réglementation sur les coûts de revient définie à l'art. 6 LApEI que dans la mesure où une livraison physique de l'électricité a lieu en Suisse à des fins d'approvisionnement (cf. section 1.2.2). Dans ce cas, des capacités transfrontalières adéquates sont nécessaires. Si, par exemple, le courant produit par ces centrales est vendu à l'étranger, ou s'il est indemnisé selon un modèle étranger de rétribution, tels que la rétribution de la production injectée pratiquée en Allemagne, selon la Loi sur les énergies renouvelables, il convient de ne pas en tenir compte lors du calcul des coûts d'approvisionnement, puisque ceux-ci ne concernent pas la fourniture d'électricité aux consommateurs finaux helvétiques et qu'ils sont utilisés dans le cadre d'activités économiques autres.
- (2) Pour le calcul des coûts d'approvisionnement dans le cadre de l'approvisionnement de base, la production des centrales transfrontalières peut être prise en compte proportionnellement, indépendamment de la situation réelle sur le réseau, au minimum à hauteur de la part suisse, en fonction de la quote-part du pays définie dans le cadre des traités internationaux.

1.3.3 Contrats d'achat à long terme

- (1) Selon l'interprétation de l'AES, les «contrats d'achat à long terme», au sens de l'art. 4, al. 1 OApEI et mentionnés au ch. 6 de la directive 2/2018 de l'EICom, désignent tous les contrats d'acquisition physique d'électricité réglementant une relation d'affaires à long terme. Les «autres contrats d'acquisition» correspondent à l'ensemble des accords passés en vue de l'acquisition physique d'énergie, accords qui ne reposent cependant pas sur une relation d'affaires à long terme.

1.3.4 Négoce

- (1) Ni le législateur, ni l'EICom ou la jurisprudence n'ont jusqu'à présent développé une définition claire de l'activité de négoce. Les activités exactes comprises sous cette notion ne sont donc pas distinctes. L'AES part du principe que l'activité de négoce correspond à la réalisation d'opérations commerciales sur les différents marchés de l'électricité et des certificats. Les opérations commerciales désignent principalement la conclusion de transactions portant sur la livraison physique d'électricité ou de certificats, ainsi que la couverture purement financière (p. ex. via des futures). Les activités de négoce s'effectuent sur les marchés boursiers (p. ex. EPEX Spot, EEX) ainsi que via le négoce hors Bourse (gré à gré, courtiers, etc.). Il peut donc s'agir p. ex. de la vente d'une position de centrale sur le marché à terme ou de l'achat d'une position sur le marché day-ahead.
- (2) Voici quelques exemples des principaux domaines de négoce:
- La compensation de positions ouvertes sur ordre de l'Achat. Cela inclut d'une part la vente de l'énergie «superflue» produite sur la base d'une position longue, et d'autre part la compensation



d'une position courte ouverte afin de satisfaire à l'obligation d'approvisionnement (cf. section 1.2.2).

- Les opérations de négoce avec le site de fourniture à l'étranger, comme pour la production (cf. section 1.3.2).
- Les activités dans le cadre du négoce pour compte propre exécutées au nom et pour le propre compte de l'entreprise dans le but de réaliser des bénéfices commerciaux et par conséquent nullement liées à la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux. Il s'agit ainsi uniquement d'une transformation ne visant pas à la possession ou à l'utilisation d'un encours, mais à sa commercialisation dans le but de réaliser des profits. Le négoce pour compte propre ne remplit donc pas une fonction d'approvisionnement.
- Exploitation du parc de production propre ou pour le compte de tiers, en Suisse et à l'étranger.

2. Optimisation des positions présentant un risque pour d'autres étapes de la création de valeur.

- (1) Le négoce peut assurer un rôle de prestataire vis-à-vis de la production, de l'achat, de la commercialisation et du réseau (pertes de réseau). La transparence des flux de valeurs internes et de la comptabilité analytique s'en trouve également accrue.
- (2) Dans ses procédures¹⁷, l'EiCom défend la position selon laquelle la totalité du portefeuille énergétique ayant un lien avec le territoire de la Suisse – portefeuille qui comprend également l'acquisition pour les sous-distributeurs (cf. section 2.3), les contrats back-to-back (cf. section 2.1 ci-dessous) ainsi que les autres activités de négoce – doit être considérée indépendamment du domaine d'application de la méthode du prix moyen. Cette pratique a été confirmée par le Tribunal administratif fédéral dans ses décisions sur le cas Repower (arrêt du TAF A-1344/2015 du 28 juin 2018, cf. 10.5) et sur le cas Energie Wasser Bern (arrêt du TAF A-321/2017 du 20 février 2019, ch. 18/19); elle a également été confirmée par le Tribunal fédéral (arrêt du Tribunal fédéral 2C_273/2022 du 29 mars 2023).
- (3) Dans son arrêt A-385/2022 du 15 juin 2022 concernant Romande Energie, le Tribunal administratif fédéral a explicitement laissé en suspens la question de savoir si les opérations spéculatives ou les opérations de négoce doivent ou non être incluses dans le calcul de la méthode du prix moyen (sans pour autant définir plus précisément ces notions). Il a toutefois aussi confirmé, dans cet arrêt, que les contrats back-to-back (cf. 1.3.5 ci-dessous), le négoce pour compte propre ainsi que les achats pour les sous-distributeurs (réseaux en aval) doivent être intégrés dans calcul de la méthode du prix moyen (consid. 9.2.6).
- (4) Dans le cadre du calcul des coûts de la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base, il convient, du point de vue de l'AES, de ne pas tenir compte des activités de négoce spéculatives (avec un caractère de produit dérivé partiel en cas de livraison physique) sur une Bourse ou sur le marché de gré à gré, qu'il s'agisse de forwards, de dérivés ou de produits similaires. Cela s'explique par les raisons suivantes:
 - La prise en compte non différenciée de ces volumes d'énergie issus d'opérations de négoce dans le bilan énergétique déterminant aurait pour conséquence de multiplier l'incidence de l'énergie concernée sur le prix moyen.



- En l'absence d'exécution physique, il n'est pas fait usage du droit d'accès au réseau: l'art. 6, al. 5, LApEI, qui prévoit des avantages tarifaires basés sur l'accès libre au réseau, ne s'applique donc pas. Dans son arrêt 2C_681/2015, 2C_682/2015 du 20 juillet 2016 (ch. 5.2.4), le Tribunal fédéral indique explicitement que l'avantage de prix qui justifie l'application de la méthode du prix moyen concerne exclusivement la libre possibilité d'acquisition du gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base.

2.1 Contrats back-to-back

- (1) Un contrat back-to-back se définit comme un contrat de fourniture d'énergie à des consommateurs finaux dans le cadre duquel le fournisseur direct conclut immédiatement auprès d'un fournisseur amont des contrats de fourniture d'énergie spécifiques. Le but de cette transaction est de s'assurer contre les fluctuations des prix du marché pendant la durée du contrat. Au-delà du risque de défaillance, le fournisseur direct n'assume alors pratiquement aucun autre risque. Le prix d'achat et le volume d'achat considérés au départ (ex-ante) correspondent au prix de vente et au volume de vente en tenant compte d'une marge de commercialisation définie pour la période convenue (une ou plusieurs années).
- (2) Selon la jurisprudence en vigueur (confirmation explicite par le TF encore en suspens, mais le TAF soutient totalement la méthode de l'EICom dans plusieurs arrêts), les contrats back-to-back doivent être inclus dans le calcul de la méthode du prix moyen.

2.2 Qualités d'énergie

- (1) Conformément à l'art. 4 OEne, le marquage de l'électricité pour chaque kWh livré au consommateur final doit faire l'objet d'une attestation. Il n'est donc plus permis de fournir de l'électricité à l'approvisionnement de base sans garantie d'origine (GO). Pour des raisons de conséquences financières, il est recommandé que la composition des produits soit le plus ouverte possible, c.-à-d. qu'il ne faut, dans la mesure du possible, pas donner d'indications concrètes de quantités sur les différentes qualités présentes dans le produit.
- (2) L'arrêt du Tribunal fédéral 2C_297/2019 du 28 mai 2020, a confirmé la pratique de l'EICom et consigné que l'EICom était aussi compétente pour la vérification des produits de courant vert. À ce sujet, l'EICom expose maintenant en plus qu'en cas de manque de GO, un produit de remplacement de valeur équivalente ne peut être déclaré qu'à titre exceptionnel. Les coûts correspondants doivent alors se situer dans le cadre du produit d'origine¹⁸. Du point de vue de l'EICom, il faut alors accorder davantage de valeur au fait de respecter le montant des coûts qu'au fait de respecter le mix de produits promis à l'origine. L'AES part toutefois du principe que les consommateurs finaux accordent davantage d'importance à la composition des produits et, comme pour les achats de courant gris, des fluctuations de prix sont possibles, lesquelles se compenseront au fil du temps via les différences de couverture.
- (3) Le simple négoce de certificats n'est pas soumis à la réglementation de l'approvisionnement de base.



2.3 Fourniture d'entreprises d'approvisionnement en énergie

- (1) Selon la jurisprudence actuelle de l'EiCom, qui a été confirmée plusieurs fois par le Tribunal administratif fédéral, les achats pour d'autres entreprises d'approvisionnement en énergie ou sous-distributeurs doivent être inclus dans le calcul de la méthode du prix moyen (cf. section 1.3.4 ci-dessous).

3. Étapes de la création de valeur relatives à l'énergie

- (1) Outre les coûts survenant dans le cadre de la production et les coûts liés aux contrats d'achat à long terme, il convient de prendre en compte, pour le calcul des tarifs de l'approvisionnement de base, tous les autres coûts supportés par une entreprise d'approvisionnement en énergie pour la réalisation des activités d'achat nécessaires, ainsi que des activités de prise en charge des consommateurs finaux avec approvisionnement de base et de la commercialisation correspondante. Les processus concernés sont indispensables aux entreprises d'approvisionnement en énergie pour mener à bien leur mission. Les coûts d'exploitation et de capital liés à ces activités doivent eux aussi être couverts par les chiffres d'affaires réalisés grâce aux consommateurs finaux et doivent par conséquent être également pris en compte dans la fixation des tarifs. À défaut, la rentabilité des entreprises d'approvisionnement en énergie est mise à mal. Compte tenu de ces éléments, l'AES interprète – en accord avec la jurisprudence – le passage «se fonde sur les coûts de production d'une exploitation efficace» de l'art. 4, al. 1 OApEI de la façon suivante: les coûts d'approvisionnement d'une exploitation efficace et des contrats d'achat à long terme doivent dans tous les cas être inclus dans le calcul des tarifs de l'approvisionnement de base.
- (2) Les autres coûts d'une entreprise d'approvisionnement en énergie liés à l'exécution de sa mission d'approvisionnement et à la garantie de sa rentabilité doivent cependant être également pris en compte. Outre l'infrastructure de réseau nécessaire au transport et à la distribution, la garantie de l'approvisionnement de base en énergie au sens de l'art. 6 LApEI requiert également, en fonction de l'entreprise d'approvisionnement en énergie, les étapes de création de valeur suivantes: la production et/ou l'achat de quantités d'électricité supplémentaires auprès de producteurs tiers ou sur le marché, ainsi que la commercialisation de l'électricité aux consommateurs finaux. Étant donné que, selon l'art. 10 LApEI, les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent séparer, au moins sur le plan comptable, les secteurs du réseau de distribution des autres secteurs d'activité, le présent schéma de calcul des coûts se concentre exclusivement sur les «étapes de la création de valeur relatives à l'énergie».



Figure 3 Étapes de la création de valeur relatives à l'énergie

- (3) Une entreprise d'approvisionnement en énergie ou un gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base peut étendre ses activités à toutes les étapes de la création de valeur, ou se limiter à certaines d'entre elles, et peut choisir librement son organisation. Les différents éléments de la chaîne de création de valeur peuvent être acquis sous forme de prestations auprès de



tiers ou confiés à des tiers. Les entreprises d'approvisionnement en énergie dont l'activité ne correspond pas à une étape de la création de valeur ne sont pas tenues d'observer les dispositions du chapitre concerné du présent document.

3.1 Production

- (1) Les coûts de la production d'électricité dans les centrales propres et ceux des centrales exploitées avec des partenaires sont présentés dans le présent schéma de calcul des coûts à l'étape de création de valeur Production. Les installations RPC/SRI ne sont pas prises en compte (cf. section 1.3.1 ci-dessus).
- (2) Nous entendons par coûts d'approvisionnement Production l'ensemble des coûts d'une centrale électrique aux bornes de la centrale. Ils comprennent l'ensemble des coûts identiques aux charges, occasionnés directement ou indirectement par la production, les coûts calculés (tels que les coûts liés à la livraison d'énergie gratuite ou à tarif préférentiel) et les coûts calculés du capital liés aux actifs d'exploitation. En cas de production simultanée d'électricité et de chaleur, les coûts sont pris en compte de façon pondérée, c'est-à-dire que seule la part des coûts liés à la production d'électricité est prise en compte dans le calcul des coûts d'approvisionnement.
- (3) Les coûts des entreprises partenaires sont proportionnels aux rapports de participation et/ou aux soutirages d'énergie. Le calcul des coûts se base sur les mêmes principes que ceux pour les propres centrales conformément au point (2).
- (4) Les coûts des participations sont présentés dans les comptes annuels ou le rapport de participation. Ceux-ci doivent être imputés à l'étape de création de valeur Production dans le schéma de calcul des coûts, si le prélèvement des quantités d'électricité proportionnelles est basé sur les coûts. Cela peut également être le cas pour les contrats à long terme basés sur les coûts.
- (5) Les contributions uniques aux frais d'investissement, les rétributions uniques ou d'autres subventions uniques doivent être inscrites au passif et liquidées en fonction de la durée d'amortissement des installations concernées.
- (6) Le portefeuille complet de production d'énergie est transféré à l'étape de création de valeur en aval «Achat». La répartition correspondante des quantités et qualités d'énergie nécessaires à l'approvisionnement de base se fait à cette étape.
- (7) Si de la production issue de grandes installations hydrauliques est attribuée directement à l'approvisionnement de base par de gestionnaires de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base selon le droit d'attribution prioritaire selon l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI ou par des entreprises d'approvisionnement en énergie ayant droit à la prime de marché selon l'art. 31 LEnE, les coûts de revient de ces installations doivent être enregistrés séparément (grande hydraulique) ou par technologie pour des raisons de traçabilité et être justifiés en plus vis-à-vis de l'EICOM (cf. art. 4c OApEI). Cela doit être garanti en conséquence lors la facturation interne aux coûts de revient à la commercialisation.

3.2 Achat

- (1) L'étape de création de valeur Achat couvre l'ensemble des coûts d'acquisition et de répartition qui incombent à une entreprise d'approvisionnement en énergie, en plus de la production, pour générer



la quantité d'énergie nécessaire à l'approvisionnement des consommateurs finaux. Cette étape de création de valeur couvre notamment les coûts liés aux contrats à long terme (conformément à la définition présentée à la section 1.3.3 ci-dessus), les coûts liés aux autres contrats d'acquisition et les coûts d'éventuelles acquisitions supplémentaires sur le marché libre pour assurer la fourniture aux consommateurs finaux. Contrairement à la production basée sur les coûts, ces contrats reposent généralement sur le prix du marché et ont avant tout pour objectif de compenser une position courte (position ouverte), afin de pouvoir garantir à tout moment la livraison physique aux consommateurs finaux de l'entreprise.

- (2) Cette compensation d'une position courte ouverte peut être effectuée au moyen de différentes stratégies d'acquisition. Ainsi, une entreprise d'approvisionnement en énergie peut opter pour une fourniture intégrale et soutirer ainsi à toute heure auprès de ses fournisseurs amont la quantité d'électricité dont elle a besoin. Cette «insouciance» va habituellement de pair avec un prix d'acquisition élevé par rapport aux autres stratégies. Une autre approche pour compenser une position courte consiste à réaliser une acquisition structurée. Il s'agit d'acquérir différents produits standard de négoce d'électricité à différents moments, tout en couvrant les besoins résiduels sur le marché spot. En raison de la complexité et de la nécessité de posséder des connaissances spécialisées, la mise en œuvre opérationnelle de cette stratégie est généralement confiée au service de négoce interne ou à un prestataire externe.
- (3) En outre, les coûts liés à l'énergie d'ajustement, les coûts de l'énergie issue des installations de production décentralisées ainsi que les coûts généraux de gestion qui y sont associés doivent être pris en compte dans le calcul des coûts d'approvisionnement. Les éventuels coûts/revenus liés à d'autres activités de cette étape de la création de valeur d'une entreprise d'approvisionnement en énergie sont à distinguer clairement de l'activité d'approvisionnement et par conséquent du calcul des coûts d'approvisionnement.

3.3 Commercialisation

- (1) La Commercialisation garantit le contact direct avec le consommateur final (service à la clientèle, gestion des produits, communication sur les produits et les prix, décompte, etc.). Elle suit et conseille les différents segments de la clientèle, crée de nouveaux produits et des services supplémentaires, les développe et garantit généralement aussi les opérations quotidiennes dans les domaines de la gestion des données énergétiques (p. ex. mutations et programme prévisionnel) et du décompte. Selon le mandat et la stratégie appliquée par les différentes entreprises d'approvisionnement en énergie, elle peut également favoriser l'efficacité énergétique, ou encore exécuter des mesures d'information de la clientèle. Lorsque des prestations spécifiques sont proposées au libre choix du client, les coûts et revenus correspondants doivent être distingués clairement des coûts d'approvisionnement.
- (2) Les coûts découlant des prestations de la commercialisation d'énergie doivent être distingués de ceux de la commercialisation liés au réseau. De plus, dans la comptabilité analytique également, il convient de faire clairement la distinction entre les prestations liées au marché, c'est-à-dire les prestations fournies aux consommateurs finaux libres, et les prestations nécessaires pour les consommateurs finaux avec approvisionnement de base.



3.4 Interfaces des étapes de la création de valeur

- (1) Il est conseillé de déterminer séparément les coûts d'approvisionnement de chaque étape de création de valeur.
- (2) Un modèle de portefeuille adapté permet de décomposer au mieux les relations entre les étapes de la création de valeur. Le processus de calcul des coûts d'approvisionnement proposé dans la présente recommandation de la branche se base donc sur un modèle de ce type, dont voici la structure de base.
 - Un portefeuille est défini pour chaque étape de la création de valeur (Production, Achat et Commercialisation). Les quantités correspondantes de soutirage et de fourniture de courant y sont agrégées et évaluées en fonction de leurs sources et de leurs destinations.
 - De plus, l'interactivité des portefeuilles doit être prise en compte, de façon à permettre le transfert des quantités évaluées d'un portefeuille à l'autre.
- (3) Les principales caractéristiques structurelles du modèle de portefeuille sont la délimitation et l'indépendance des étapes de la création de valeur. Cela signifie qu'au lieu d'attribuer les quantités d'électricité produites à des groupes de clients, et notamment à des consommateurs finaux, au niveau de la production, celles-ci sont transmises dans leur totalité, mais après déduction des besoins propres, à l'étape de création de valeur Achat, en vue de leur mise sur le marché et de leur gestion. À l'étape Achat, elles sont le cas échéant agrégées à des quantités acquises sur le marché. C'est également à cette étape que sont définies les quantités transmises au Négocie, à la Commercialisation, au Réseau (pertes de transport) ou à la Production (besoins propres, énergie de pompage). L'étape de création de valeur Commercialisation prélève les quantités nécessaires à la fourniture des consommateurs finaux entièrement de l'étape Achat. L'attribution concrète des quantités totales disponibles aux différents groupes de clients et de produits a lieu à l'étape Commercialisation.
- (4) Le modèle de portefeuille permet en particulier de représenter la pratique d'attribution des coûts utilisée, adaptée en fonction de la décision du gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base; il s'agit actuellement de la méthode du prix moyen (cf. section 1.2.2 ci-dessus) ou de l'attribution prioritaire à l'approvisionnement de base (1.2.3 ci-dessus). En cas d'ouverture complète du marché, une pratique d'attribution des coûts axée sur le marché est également applicable avec ce modèle. Ce principe permet de garantir la flexibilité commerciale nécessaire à chaque étape de la création de valeur, et de tenir compte du fait que chacune d'elles est régie par des règles du marché différentes et donc des modèles commerciaux différents.
- (5) Pour garantir l'évaluation correcte des quantités sortant du cadre des étapes de création de valeur et transmises d'un portefeuille à un autre, il est nécessaire que les coûts de l'énergie soient déterminés dans leur totalité pour chaque portefeuille.
- (6) Dans le cadre de la déclaration annuelle des coûts fournie à l'EICom par les gestionnaires de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base, la Commercialisation déclare les composantes de coûts résultant totalement de l'approvisionnement de base et justifie celles-ci si besoin est. Les coûts proportionnels de la production propre selon la section 3.1, les coûts proportionnels de l'achat selon la section 3.2, ainsi que les coûts de commercialisation et d'administration de la Commercialisation sont alors déclarés séparément.



4. Principes de calcul des coûts

4.1 Généralités

- (1) Contrairement à la détermination des coûts imputables au réseau telle que définie par l'art. 15 LApEI, aucune directive, au niveau des lois et des ordonnances, ne régit la détermination des coûts d'approvisionnement pour la fourniture d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base. Les seules prescriptions au niveau des lois et des ordonnances émanent de l'art. 6, al. 5 LApEI et de l'art. 4 OA-pEI (cf. section 1.1.1 ci-dessus).
- (2) L'AES est d'avis qu'il est raisonnable et pertinent d'appliquer autant que faire se peut les principes énoncés dans le «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires des réseaux de distribution» (SCCD-CH) recommandé par l'AES, et de s'y référer. À l'instar du Réseau, les principales recommandations relatives au calcul des coûts basé sur les coûts complets, à la délimitation et à la structure du calcul des coûts sont également applicables pour déterminer les coûts d'approvisionnement pour la fourniture d'énergie dans le cadre de l'approvisionnement de base. Il convient de procéder à des délimitations matérielles entre comptes financiers et comptabilité analytique comme présentées dans le document SCCD-CH¹⁹. La valeur des différentes positions des coûts est déterminée d'un point de vue microéconomique et tient compte des éléments de coûts calculés.
- (3) Pour déterminer les coûts d'approvisionnement, tous les coûts pertinents liés aux étapes de la création de valeur décrite ci-dessus doivent être pris en compte. Les coûts et revenus de toute autre prestation réalisée aux différentes étapes de la création de valeur, telle que l'offre d'énergie de réglage pour les services-système de Swissgrid ou l'offre de réserve d'électricité via la Production, ou l'offre de produits complémentaires en option via la Commercialisation, doivent être distingués clairement des coûts d'approvisionnement de façon pertinente et vérifiable.
- (4) La comptabilité analytique est réalisée sur la base des valeurs prévues ou budgétées en vue du calcul des tarifs. Elle est réalisée à partir des valeurs réelles pour le calcul rétrospectif des coûts réels.
- (5) L'entreprise d'approvisionnement en énergie peut choisir librement la date de délimitation des exercices. Outre l'année civile, il peut également choisir d'appliquer l'année hydrologique. En cas de définition différente de l'exercice annuel chez les sociétés de participation ou les entreprises partenaires, il convient de procéder à une délimitation temporelle des coûts et revenus.

4.2 Schéma des coûts d'approvisionnement

- (1) La détermination des différentes natures comptables (types de coûts) doit être faite de la même manière que pour le domaine du réseau, conformément aux recommandations du document SCCD-CH.
- (2) L'AES conseille aux gestionnaires de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base de reprendre le schéma des coûts d'approvisionnement suivant pour déterminer les coûts d'approvisionnement totaux pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base.
- (3) Ce schéma reflète la structure des coûts des unités d'imputation pertinentes par étape de la création de valeur. Les groupes de natures comptables peuvent se composer de coûts primaires et secondaires. Les coûts secondaires peuvent résulter de l'imputation de prestations et de répartitions. Les

¹⁹ Cf. section 4.1 du SCCD-CH 2023.



principes de ventilation des frais généraux (ou coûts indirects) selon l'art. 7, al. 5 OApEI²⁰ sont applicables par analogie.

- (4) Le schéma suivant est présenté à titre de repère. Il ne doit pas être obligatoirement appliqué à ce degré de détail et peut varier en fonction de la spécificité de chaque entreprise. Les coûts attribués p. ex. à la position Coûts d'acquisition peuvent être attribués à la position Achat par des gestionnaires de réseau de distribution sans production. Les catégories de coûts reflètent des étapes de la création de valeur et non des unités d'organisation d'une entreprise.

Catégories de coûts par étape de la création de valeur		Production	Achat	Commercialisation
		3.3.1	3.3.2	3.3.3
100	Coûts calculés du capital des installations			
100.1	Amortissements calculés	x		
100.2	Intérêts calculés	x		
200	Coûts d'exploitation			
200.1	Exploitation des installations	x		
200.2	Entretien des installations	x		
200.3	Besoins propres	x		
200.4	Exploitation de réservoirs remplis par pompage	x		
200.5.a	Énergie d'ajustement à la consommation	x	x	
200.5.b	Coûts de recours à la réserve d'électricité	x	x	
200.6	Compensation pour retenue d'eau	x		
200.7	Dissolution / constitution de provisions	x		
200.8	Autres coûts d'exploitation	x		
300	Coûts d'acquisition			
300.1	Acquisition auprès d'entreprises partenaires / participations	x		
300.2	Contrats d'achat à long terme	x	x	
300.3	Acquisition Bourse / de gré à gré		x	
300.4	Coûts d'acquisition auxiliaires / disposition		x	
600	Coûts administratifs et de commercialisation			
600.1a	Direction, administration	x	x	x
600.2	Coûts de commercialisation			x
600.3	Intérêts calculés du FRN ²¹	x	x	x
600.4	Autres coûts	x	x	x
700	Impôts directs			
700.1	Impôts directs identiques aux charges	x	x	x
700.2	Impôts directs calculés	x	x	x
700.3	Impôts sur le capital	x	x	x

²⁰ Conformément à l'art. 7, al. 5 OApEI, les coûts indirects doivent être imputés selon une clé de répartition établie dans le respect du principe de causalité. Cette clé doit faire l'objet d'une définition écrite pertinente et vérifiable et respecter le principe de constance.

²¹ Selon l'EiCom, la rémunération du FRN aux étapes Production et Achat n'est pas autorisée, ce qui a été confirmé par l'arrêt du TAF A-699/2017 du 26 août 2019 ainsi que par l'arrêt du TAF A—385/2022 du 15 juin 2022. Il n'existe pas encore d'appréciation définitive délivrée par le Tribunal fédéral, en dépit de l'arrêt 2C_828/2019 du 16 juillet 2020. La décision est en suspens dans la procédure 211-00300 du 7 novembre 2023.



Catégories de coûts par étape de la création de valeur		Production	Achat	Commercialisation
		3.3.1	3.3.2	3.3.3
800	Redevances			
800.1	Redevances de concession	x		
800.2	Redevance hydraulique	x		
800.3	Livraisons d'énergie gratuites ou à tarif préférentiel / prestations en nature	x		
900	Autres revenus			
900.1	Subventions et contributions aux coûts	x		
900.2	Autres revenus	x		x
1000	Dissolution des différences de couverture (approvisionnement de base)			x

Tableau 1 Schéma des coûts d'approvisionnement (vue d'ensemble)

4.3 Coûts d'approvisionnement des différentes étapes de la création de valeur

- (1) Le présent chapitre décrit les différentes natures comptables par étape de la création de valeur d'après la vue d'ensemble du tableau 1. Les explications se limitent aux positions principales; elles sont données à titre d'exemple et ne sont pas exhaustives.

4.3.1 Coûts d'approvisionnement Production

100 Coûts calculés du capital des installations

100.1 Amortissements calculés

Contrairement au domaine du réseau, la méthode de calcul de l'amortissement calculé des installations de production n'est pas définie par la loi ni l'ordonnance. Selon la directive 2/2018 de l'ECom, les amortissements calculés sont calculés de manière linéaire sur la durée la plus courte entre leur durée d'utilisation économique et la durée de la concession, sur la base des valeurs d'acquisition. Ils peuvent comprendre des immobilisations corporelles ou incorporelles (telles que des droits de prélèvement ou des taxes uniques de prêt).

100.2 Intérêts calculés

Installations de production

Les intérêts théoriques (ou calculés) sont calculés sur la base des valeurs résiduelles des installations (bâtiments et terrains compris).

Installations en cours de construction

À l'instar des installations en exploitation, les installations en cours de construction représentent des actifs nécessaires à l'exploitation. Les intérêts théoriques (ou calculés) des installations en cours de construction sont calculés sur la base des coûts accumulés des investissements non encore achevés. Les acomptes versés pour les installations doivent être



rémunérés à titre d'installations en cours de construction ou à titre d'élément du fonds de roulement net (cf. position 600.3).

Entreprises partenaires

À l'instar des installations de production propres (incluant les installations en cours de construction), les installations exploitées en commun, avec des partenaires, dans des entreprises partenaires, doivent être rémunérées. La rémunération théorique (ou calculée) se calcule en fonction du rapport de participation, sur la base de la valeur résiduelle proportionnelle des actifs immobilisés des entreprises partenaires, et de leur fonds de roulement net proportionnel nécessaire à l'exploitation²².

Droits incorporels et/ou participations

Les participations et/ou les droits incorporels issus de droits de prélèvement ou de contrats d'achat peuvent être comptabilisés à l'actif et représentent des actifs immobilisés nécessaires à l'exploitation. Les droits de prélèvement issus de contrats de fourniture d'électricité peuvent également être passés en compte comme produits dérivés. Les actifs correspondants doivent également être rémunérés.

Taux d'intérêt

Du point de vue de l'AES, le calcul spécifique à l'entreprise du WACC de la production est justifié et approprié en raison du fondement juridique et économique. Pour des raisons d'efficacité, un producteur peut aussi utiliser le WACC de la production de l'EiCom, conformément à sa directive «WACC de la production» en vigueur à la date concernée (cf. à ce sujet la section 1.2.1 ci-dessus). Dans sa décision 211-00301 du 7 décembre 2021, l'EiCom a retenu que le WACC de la production de la directive concernée était contraignant. De plus, le Tribunal administratif fédéral a expliqué dans son arrêt A-385/2022 que cette méthode de l'EiCom était légitime tant que le WACC de la production défini de façon standardisée satisfaisait, dans le contexte spécifique du gestionnaire de réseau de distribution, à la condition d'un tarif approprié selon l'art. 6, al. 1 LApEI (consid. 10.1.1). Selon les décisions de l'EiCom 211-00033 du 20 août 2020 et 211-00033 du 24 septembre 2020, un calcul pondéré du taux d'intérêt pour un exercice (année hydrologique) différent de l'année civile n'est pas autorisé. À la place, il faut appliquer à l'exercice entier le taux d'intérêt en vigueur au jour de clôture.

200 Coûts d'exploitation

200.1 Exploitation des installations

Les coûts liés à l'exploitation des installations comprennent les coûts de matériel, les prestations de tiers et les prestations propres, en particulier pour les activités suivantes:

- Exploitation efficace et gestion des installations de production, contrôle-commande notamment
- Mesure d'exploitation et gestion des données récoltées
- Établissement des programmes prévisionnels
- Sécurité d'exploitation

²² Selon l'EiCom, la rémunération du FRN aux étapes Production et Achat n'est pas autorisée, ce qui a été confirmé par l'arrêt du TAF A-699/2017 du 26 août 2019 ainsi que par l'arrêt du TAF A—385/2022 du 15 juin 2022. Il n'existe pas encore d'appréciation définitive délivrée par le Tribunal fédéral, en dépit de l'arrêt 2C_828/2019 du 16 juillet 2020.



- Assurance qualité
- Élaboration et planification de projets
- Coûts calculés du capital pour le matériel informatique, la métrologie, les appareils, les bâtiments, etc., nécessaires à l'exploitation de l'installation

200.2 Entretien des installations

Les coûts imputables à l'entretien des installations de production comprennent le matériel, les prestations de tiers et les prestations propres d'inspection, de maintenance, de remise en état, de dépannage et de remplacement.

200.3 Usage propre

Les coûts de l'énergie imputables à l'usage propre d'électricité nécessaire à l'exploitation des installations de production sont facturés par l'Achat comme quantités de prélèvement. Le prix du prélèvement se base sur la qualité du prélèvement d'énergie. Si plusieurs qualités d'énergie sont utilisées pour les besoins propres, le prix du prélèvement est calculé à partir du mix de prélèvement.

200.4 Exploitation de réservoirs remplis par pompage

Les coûts liés à l'énergie de pompage sont en relation directe avec la production énergétique. Ils sont comptabilisés comme coûts réels à l'étape Achat. Le prix du prélèvement se calcule à partir des quantités de prélèvement, évaluées aux coûts d'acquisition, pour la qualité d'énergie correspondante. Selon l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_297/2019 du 28 mai 2020, cela peut se faire aux prix du marché spot, mais aussi sur une base de coûts effective. Une méthode correspondante axée sur le marché, objectivement justifiable et vérifiable doit pouvoir être prouvée vis-à-vis de l'EICo²³.

200.5.a Énergie d'ajustement à la consommation

Coûts imputables à un groupe-bilan (p. ex. une unité de la centrale) en cas d'écart par rapport aux programmes prévisionnels.

200.5.b Coûts de recours à la réserve d'électricité

Coûts engendrés pour un groupe-bilan pour le recours à la réserve d'électricité.

200.6 Compensation pour retenue d'eau

Une indemnité pour l'eau prélevée est généralement convenue sous forme de livraison d'énergie aux riverains situés en aval de la centrale. La fourniture d'énergie de remplacement aux riverains situés en aval de la centrale est une condition pour que la centrale ait le droit de produire.

Les coûts imputables à cette énergie doivent être évalués aux prix du marché.

²³ Vérification des coûts du réseau en amont pour l'année 2009 ainsi que des tarifs d'utilisation du réseau 2010 et des tarifs de l'électricité 2009 et 2010 d'Énergie Wasser Bern (ewb) – nouvelle décision



200.7 Dissolution / constitution de provisions

Il convient de tenir compte dans les coûts d'approvisionnement des attributions ou dissolutions de provisions pour risques d'exploitation en fonction de l'évaluation individuelle du risque encouru (ajout ou déduction de coûts).

Les attributions ou dissolutions de provisions pour les coûts de fermeture et de reconstruction de l'installation doivent être prises en compte dans les coûts d'approvisionnement (ajout ou réduction de coûts).

200.8 Autres coûts d'exploitation

Exemple d'autres coûts d'exploitation liés aux installations et prestations nécessaires à la production:

- Coûts imputables aux locations, indemnités d'utilisation et leasing
- Rentes du droit de superficie, dédommagements pour dégâts causés aux cultures, indemnisation pour la mise à disposition de droits d'utilisation
- Primes d'assurance responsabilité civile, d'assurance de protection de la fortune et d'assurance de choses

300 Coûts d'acquisition

300.1 Acquisition auprès d'entreprises partenaires / participations

L'étape Production ne prévoit pas l'acquisition proprement dite à partir de sources externes; celle-ci est réalisée à l'étape Achat. Dans la pratique cependant, il est courant d'intégrer les coûts de production proportionnels (non consolidés) des entreprises partenaires comme coûts d'acquisition de la production dans le calcul des coûts d'approvisionnement du fournisseur.

Pour ce faire, les entreprises partenaires peuvent établir un calcul des coûts (comptabilité analytique) selon les mêmes principes que ceux de leurs centrales ou se baser sur les comptes annuels.

Si, par souci de simplification, on se base sur les comptes financiers ou les comptes annuels, il faut procéder aux corrections nécessaires comme les amortissements, les charges financières, les impôts et les bénéfices figurant au bilan des entreprises partenaires, car ils sont présentés en fonction de la politique de l'entreprise et d'un point de vue fiscal.

Les coûts calculés du capital des entreprises partenaires (amortissements, rémunération du capital, impôts) doivent être déterminés de la même manière que ceux des installations de production propres. Inversement, les amortissements, impôts et bénéfices effectivement comptabilisés dans les comptes financiers de l'entreprise partenaire doivent être déduits. Les intérêts calculés sont déjà pris en compte proportionnellement sous la position 100.2. Les autres coûts identiques aux charges ainsi que les amortissements calculés des entreprises partenaires apparaissent déjà sous la position 300.1.

300.2 Contrats d'achat à long terme



Les coûts d'acquisition réels liés aux contrats d'achat à long terme peuvent être imputés à la production, à l'instar d'entreprises partenaires. En cas de leur comptabilisation à l'actif, la rémunération de ces actifs est déjà assurée sous la position 100.2.

600 Coûts administratifs

600.1a Direction, administration

Coûts proportionnels de direction, secrétariat, comptabilité, frais de rappel et d'encaissement, contrôle de gestion, service de ressources humaines, service juridique, informatique, courriers internes, centrales téléphoniques, prorata des coûts des locaux, coûts calculés du capital pour l'infrastructure administrative, frais 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 de gestion, travail pour une commission et pour l'association, communication de l'entreprise, etc. L'énumération n'est pas exhaustive.

600.2 Coûts de commercialisation

Tous les frais de distribution proportionnels liés à l'approvisionnement de base, comme par exemple:

- la communication avec la clientèle;
- le service à la clientèle (renseignements sur les factures et les tarifs, clarification des différences, conseils, réception des avis de déménagement, etc.);
- saisie des données de base relatives aux déplacements et à la clientèle (inscription et désinscription de clients, changement de domicile, etc.);
- frais de facturation, d'impression, d'emballage et d'expédition (y compris les frais de port), frais proportionnels pour le matériel et les logiciels nécessaires et leur maintenance / exploitation ainsi que les services de conseil.

600.3 Intérêts calculés du fonds de roulement net (FRN)

Un fonds de roulement net est associé à l'étape de création de valeur Production. C'est par exemple le cas lorsque certaines centrales – ou la production dans son ensemble – sont organisées en entités juridiques propres, que le décompte correspondant se fait de manière périodique et que le financement du fonds de roulement net nécessaire doit par conséquent être garanti à l'étape de la production. Cela vaut également pour les centrales partenaires qui garantissent généralement leurs fonds en adressant des factures mensuelles à leurs différents partenaires. Les partenaires peuvent intégrer à leur comptabilité analytique les intérêts sur le fonds de roulement net de la centrale partenaire (au prorata).

Le calcul peut être fait selon le bilan ou, de manière simplifiée, arithmétiquement. Pour le calcul arithmétique, sur le modèle de la pratique selon le SCCD, les coûts de production sont divisés par la fréquence de facturation et ce fonds de roulement net calculé est rémunéré. La rémunération se fait selon le taux d'intérêt indiqué à la position 100.2.

600.4 Autres coûts



Les autres coûts de la production sont notamment les coûts auxiliaires de financement issus p. ex. des effets de change en cas de participations étrangères, les coûts d'émission / les disagios d'obligations, les frais bancaires, les commissions, les coûts pour la recherche et le développement, etc.

700 Impôts directs

700.1 Impôts directs identiques aux charges

Impôts sur le résultat des entreprises à prendre en considération, effectivement redevables pour l'exercice annuel, calculés au prorata de la production (calcul ex post). Dans le cas d'un calcul ex ante, une estimation peut être effectuée sur la base des valeurs réelles passées et des évolutions prévisionnelles.

700.2 Impôts directs calculés

Comme alternative aux impôts directs identiques aux charges, il est possible de déterminer la part des impôts calculés en partant de la formule du WACC et en prenant l'hypothèse d'un rapport de financement et d'une prime de risque sur fonds étrangers, sur la base du capital nécessaire à l'exploitation et du taux moyen d'imposition.

700.3 Impôts sur le capital

Les éventuels impôts sur le capital imputables à l'étape Production doivent être présentés séparément.

800 Redevances

800.1 Redevances de concession

Les redevances annuelles de concession des producteurs en faveur des collectivités publiques (communes, cantons) constituent un dédommagement pour le droit de construire et d'exploiter sur le sol public une installation de production (rémunération de l'usage accru du domaine public). En cas de redevances de concession uniques, celles-ci peuvent être comptabilisées à l'actif à l'instar des installations concernées et amorties sur la durée de la concession.

800.2 Redevance hydraulique

La redevance hydraulique indemnise les collectivités publiques (communes, cantons) pour l'utilisation de la force hydraulique à des fins de production d'énergie.

800.3 Livraisons d'énergie gratuites ou à tarif préférentiel / prestations en nature

Comme alternative aux taxes monétaires ou en complément de ces dernières, les communes et les cantons reçoivent également des indemnités pour la concession, sous forme d'énergie gratuite ou à tarif préférentiel. Cette énergie est évaluée aux coûts d'approvisionnement (coûts généraux d'administration et de commercialisation proportionnels compris) et facturée



comme taxe dans la mesure où l'énergie provient de la production propre. Si l'énergie est achetée sur le marché, elle peut être estimée aux coûts d'acquisition correspondants.

La même règle vaut pour les indemnités sous forme de prestations en nature telles que les travaux de maintenance sur les routes, la forêt, etc.

Si la livraison d'énergie gratuite ou à tarif préférentiel signifie également que les concessionnaires n'ont pas à supporter de coûts pour l'utilisation du réseau pour ces quantités d'énergie, ces derniers doivent être imputés ici. Le montant correspondant doit être saisi dans les coûts du réseau (effet réducteur sur les coûts).

900 Autres revenus

900.1 Subventions et contributions aux coûts

Les éventuelles subventions et contributions aux coûts (p. ex. pour des mesures prises dans le domaine de la renaturation, conformément à la Loi sur la protection des eaux et à la Loi sur la pêche) doivent être décomptées ici des coûts d'approvisionnement. En revanche, il ne faut pas saisir ici les primes de marché destinées à l'électricité provenant de grandes installations hydroélectriques (art. 30f. LEne), car celles-ci ne sont versées que pour le volume dépassant le seuil prévu pour l'approvisionnement de base.

Les contributions uniques aux frais d'investissement, les rétributions uniques ou d'autres subventions uniques doivent être inscrites au passif et liquidées en fonction de la durée d'amortissement des installations concernées.

900.2 Autres revenus

Autres revenus de la production qui ont un effet réducteur dans le cadre du calcul des coûts de production, dans la mesure où ces derniers ne sont pas déjà déduits sous les positions 100 à 700. Cela correspondrait p. ex. à des honoraires pour les prestations d'ingénieurs ou de conseil, à des revenus provenant de travaux de construction et d'entretien pour le compte de tiers, à des tâches d'exploitation pour des tiers, à la location de matériel, à des achats communs de matériel, à des parts des frais de rappel, à des intérêts de retard, à des remboursements, etc.

4.3.2 Coûts d'approvisionnement Achat

200.5 Énergie d'ajustement à la consommation

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

300 Coûts d'acquisition

300.2 Contrats d'achat à long terme

Les frais d'achat découlant des contrats de fourniture sont des coûts imputables.

300.3 Acquisition Bourse / de gré à gré



Les frais réels issus de la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux pour l'achat de l'énergie à la Bourse ou de gré à gré doivent figurer dans les comptes à leur valeur réelle.

Ce poste couvre également les frais d'acquisition d'énergie d'ajustement et les coûts d'opportunité en cas d'achat de cette énergie au-dessus des besoins effectifs. Le calcul préalable des coûts de l'énergie issus des opérations commerciales avec des partenaires de gré à gré et en Bourse devrait d'abord être basé sur les rémunérations convenues. La rémunération liée au rendement pourrait être estimée à sa valeur possible pour être ajoutée aux coûts du travail. Il en va de même pour les autres éléments du prix. En cas de commerce transfrontalier ayant un lien avec le territoire de la Suisse, il convient également d'ajouter les coûts des capacités transfrontalières.

300.4 Coûts d'acquisition auxiliaires / disposition

L'achat d'énergie sur le marché, ainsi que la négociation et la conclusion de contrats d'achat entraînent, outre des frais d'énergie, des coûts d'acquisition auxiliaires. Ces frais doivent être inscrits en compte au prorata.

Les coûts d'exploitation proportionnels des personnes chargées de l'achat et les coûts calculés du capital de leur infrastructure, en particulier des systèmes de gestion des données énergétiques utilisés, doivent être pris en compte.

600 Frais administratifs

600.1a Direction, administration

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

600.3 Intérêts calculés du fonds de roulement net (FRN)

Des actifs circulants sous forme de liquidités sont notamment nécessaires à la réalisation des objectifs commerciaux de l'Achat. Le volume d'achats généré entraîne généralement un volume important de fonds immobilisés dans l'actif circulant. Il convient de prêter une attention particulière à l'évaluation des positions ouvertes issues des activités d'achat, des activités de couverture et des transactions en monnaies étrangères, dans la mesure où les positions concernées correspondent à l'approvisionnement de consommateurs finaux en Suisse. Le montant de l'actif circulant comptabilisé doit être suffisamment élevé pour compenser et maîtriser toute fluctuation et éventualité de l'opération avec les moyens correspondants. Il convient de tenir compte de manière réaliste des paiements entrants attendus résultant de la vente d'électricité aux clients finaux. La solvabilité doit être garantie en tout temps.

Le calcul peut être fait selon le bilan ou, de manière simplifiée, arithmétiquement. Pour le calcul arithmétique, sur le modèle de la pratique selon le SCCD, les coûts d'achat sont divisés par la fréquence de facturation et ce fonds de roulement net calculé est rémunéré. La rémunération se fait selon le taux d'intérêt indiqué à la position 100.2.

600.4 Autres coûts

notamment les coûts de financement annexes, comme les frais bancaires, etc.



700 Impôts directs

700.1 Impôts directs identiques aux charges

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

700.2 Impôts directs calculés

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

700.3 Impôts sur le capital

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

4.3.3 Coûts d'approvisionnement Commercialisation

600 Coûts administratifs et de commercialisation

600.1a Direction, administration

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

600.2 Coûts de commercialisation

Les principaux coûts de cette étape de la création de valeur sont les coûts de commercialisation. Ceux-ci comprennent notamment, mais non exclusivement, les activités suivantes le développement des produits, la tarification, la gestion des canaux, la communication produit, l'installation et l'utilisation d'applications logicielles de suivi des clients, les centres de service à la clientèle, le traitement et la facturation des données de mesure, les frais imputables aux obligations légales telles que le marquage de l'électricité, les coûts calculés du capital pour l'infrastructure de commercialisation. Selon l'EICom²⁴, ils doivent présenter un lien direct avec les coûts générés par les consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Les coûts non imputables doivent être éliminés avant la ventilation sur les unités d'imputation.

600.3 Intérêts calculés du fonds de roulement net (FRN)

L'activité de commercialisation requiert des liquidités pour l'achat de l'énergie et pour son préfinancement jusqu'à l'entrée du paiement. Le capital investi nécessaire au traitement sécurisé des opérations doit être rémunéré.

Le calcul peut être fait selon le bilan ou, de manière simplifiée, arithmétiquement. Pour le calcul arithmétique, sur le modèle de la pratique selon le SCCD, les coûts d'approvisionnement à l'étape Commercialisation sont divisés par la fréquence de facturation et ce fonds de roulement net calculé est rémunéré. La rémunération se fait selon le taux d'intérêt indiqué à la position 100.2.

600.4 Autres coûts

²⁴ Cf. en particulier ch. 77 et ch. 98 de la décision de l'EICom 211-00033 du 20 août 2020 concernant Centralschweizerische Kraftwerke AG.



tels que les contributions à des partenariats de commercialisation, etc.

700 Impôts directs

700.1 Impôts directs identiques aux charges

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

700.2 Impôts directs calculés

Cf. ci-dessus étape de création de valeur Production

700.3 Impôts sur le capital

La part des éventuels impôts sur le capital à l'étape Commercialisation doit être présentée séparément.

900 Autres revenus

900.2 Autres revenus

Revenus qui ont un effet réducteur dans le cadre du calcul des coûts de commercialisation, dans la mesure où ces derniers ne sont pas déjà déduits sous les positions 600 et 700, tels que les remboursements de fournisseurs, les contributions de partenaires de commercialisation, les revenus issus de l'énergie de réglage ou les prestations pour des tiers.

1000 Dissolution des différences de couverture (approvisionnement de base)

On entend par «différence de couverture» la différence calculée a posteriori entre les coûts d'approvisionnement effectifs (coûts réels) et le bénéfice approprié, d'une part, et les revenus réalisés (revenus réels), d'autre part.

En raison de l'absence de réglementation légale explicite relative au bénéfice approprié, l'EICom a élaboré la règle dite des 95 ou 75 ou 60 francs dans les premières années qui ont suivi l'entrée en vigueur de la LApEI afin de permettre de manière simple une évaluation des coûts (bénéfice inclus) appropriés pour la fourniture aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Cette règle figurant dans la directive 3/2022 (cf. section 1.2.1 ci-dessus) constitue le fondement du calcul des différences de couverture dans l'approvisionnement de base.

En vertu de celle-ci, les positions des coûts proportionnelles de la commercialisation (600, 700, 900) pour l'approvisionnement de base, augmentées du bénéfice approprié défini par le gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base, sont additionnées, multipliées par la valeur limite de CHF 60 (à partir de l'année tarifaire 2024) puis comparées avec le nombre de destinataires de factures au jour de référence²⁵. Pour les années tarifaires 2020 à 2023, les valeurs limites de CHF 75 ou de CHF 120 par destinataire de

²⁵ L'EICom définit le destinataire de factures comme un consommateur final sur un site de consommation. Le nombre de points de mesure ne joue ici aucun rôle.



facture ont été appliquées. Jusqu'à l'année tarifaire 2019 incluse, les valeurs limites de CHF 95 ou de CHF 150 par destinataire de facture avaient été appliquées²⁶.

Si les coûts de commercialisation et le bénéfice de l'approvisionnement de base dépassent la valeur limite, le bénéfice se voit réduit en conséquence. Cela se fait dans le cadre du calcul a posteriori par la formation de différences de couverture en faveur du client (excédents de couverture), qui, selon la directive 2/2019 de l'EiCom, doivent être remboursées via des baisses de tarif pendant les périodes qui suivent (comme pour le réseau). Si les coûts et le bénéfice sont inférieurs à la valeur limite pertinente, le gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base est libre de tenir compte du déficit de couverture correspondant dans les tarifs pendant les périodes qui suivent.

Si seuls les coûts de commercialisation pour l'approvisionnement de base dépassent la valeur limite de CHF 60 ou CHF 75 ou CHF 95, l'EiCom procède d'office à un contrôle des coûts. S'ils sont jugés imputables, ils peuvent être facturés à concurrence d'une seconde valeur limite (maximale) de CHF 100 ou CHF 120 (de l'année tarifaire 2020 à l'année tarifaire 2023) ou CHF 150²⁷ (jusqu'à l'année tarifaire 2019 incluse) par destinataire de factures. Le gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base n'a cependant plus la possibilité de réaliser un bénéfice de commercialisation qui soit approprié. Celui-ci se limite alors aux intérêts du fonds de roulement net.

Le gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base doit, à la date de clôture du bilan, inscrire au passif des revenus de l'approvisionnement de base les soldes pour lesquels il existe une obligation future de remboursement (excédents de couverture) ou, en cas d'incertitude, indiquer la possible obligation de remboursement sous la forme d'un passif éventuel. Les soldes en faveur du gestionnaire de réseau de distribution avec mandat d'approvisionnement de base (déficits de couverture) peuvent être inscrits à l'actif si celui-ci facture réellement à une date ultérieure la différence de couverture aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base.

Jusqu'à l'exercice 2023 inclus, depuis le moment de la survenue jusqu'à la prise en compte dans une période tarifaire future, les différences de couverture inscrites à l'actif ou au passif sont rémunérées au WACC en vigueur à ce moment-là. Selon la directive 2/2019, l'EiCom applique non pas le «WACC de la production», mais le «WACC du réseau électrique» de l'année tarifaire suivante (t+2).

Pour les différences de couverture à partir de l'exercice 2024, les nouvelles dispositions figurant à l'art. 4 OApEI s'appliquent pour la première fois (cf. 1.1.1 (8)). C'est pourquoi on peut partir du principe que la directive 2/2019 de l'EiCom seront adaptées d'ici là aux nouvelles dispositions et qu'ainsi, à partir de cette date, le taux de rendement des fonds étrangers du «WACC pour le réseau électrique» représentera le taux d'intérêt pertinent pour la rémunération des différences de couverture. En outre, à partir de cette date, les différences de couverture devront en règle générale être compensées dans les trois années tarifaires suivantes. Le

²⁶ Cf. Décision de l'EiCom 211-00008 du 22 janvier 2015 concernant Repower AG (entrée en force et confirmée par l'arrêt du Tribunal fédéral 2C_273/2022 du 29 mars 2023) au sujet de la dérivation de la règle d'origine des 95 CHF, https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/verfuegungen_2015/tarife/ueberpruefung_deranrechenbarenenergiekostenfuerdiegeschaeftsjahr.pdf.download.pdf/ueberpruefung_deranrechenbarenenergiekostenfuerdiegeschaeftsjahr.pdf

²⁷ Arrêt du Tribunal fédéral Centralschweizerische Kraftwerke AG 2C_681/2015, 2C_682/2015 du 20 juillet 2016



solde des différences de couverture rémunéré par le «WACC du réseau électrique» pour l'année tarifaire 2023 doit être complètement résorbé d'ici à fin 2027 au plus tard²⁸.

5. Structure des unités d'imputation

- (1) Conformément à l'art. 6 LApEI, l'entreprise d'approvisionnement en énergie doit tenir une comptabilité par unité d'imputation pour la fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base. Ni le législateur, ni l'EiCom ne précisent la structure concrète de la comptabilité par unité d'imputation. Dans le SCCD-CH, l'AES recommande, pour des raisons pratiques, de mettre en place au moins deux unités d'imputation séparées (énergie d'approvisionnement pour les consommateurs finaux captifs et énergie d'approvisionnement pour les consommateurs finaux renonçant à l'accès au réseau) pour les coûts et revenus de l'énergie de l'approvisionnement de base. Comme pour l'utilisation du réseau, la ventilation plus détaillée en groupes de produits énergétiques ou en produits énergétiques doit être spécifique à l'entreprise²⁹.

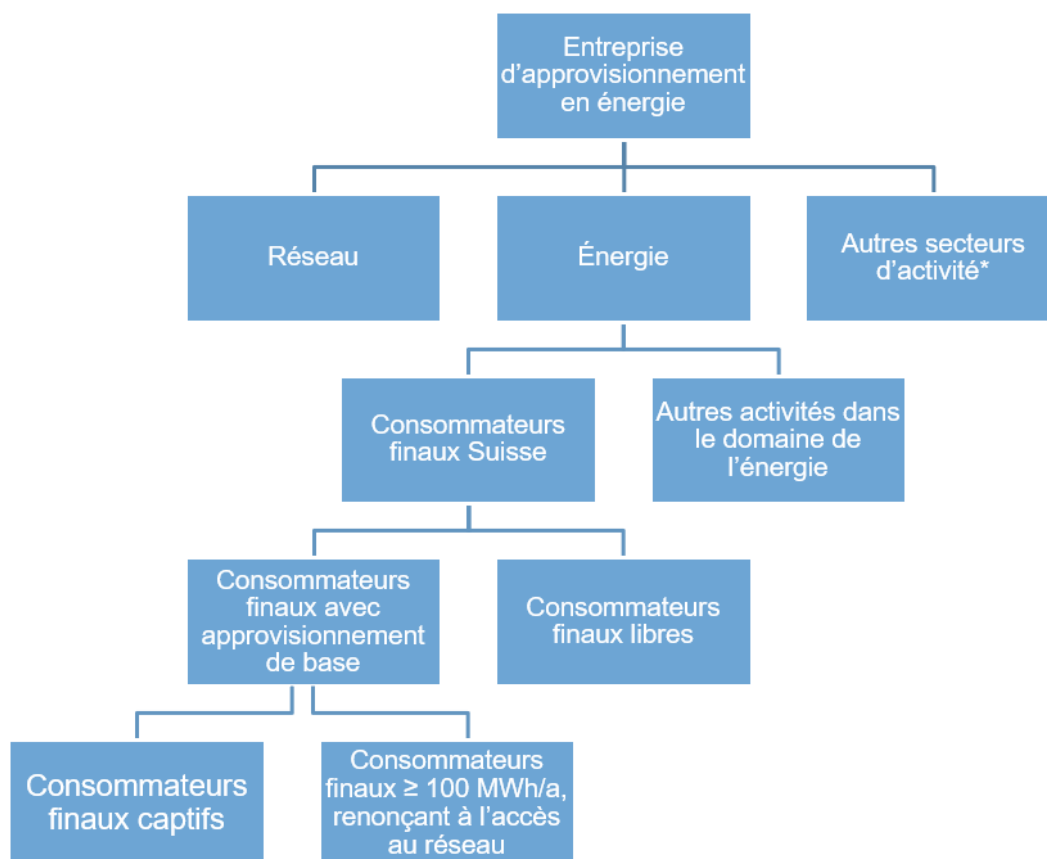


Figure 4 Structure recommandée des unités d'imputation Énergie pour l'approvisionnement de base

- (2) Pour appliquer la méthode du prix moyen (cf. section 1.2.2 ci-dessus) ou l'attribution prioritaire à l'approvisionnement de base (cf. section 1.2.3 ci-dessus), on peut créer une unité d'imputation principale

²⁸ Cf. séance d'information pour les gestionnaires de réseau 2023 de l'EiCom : <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/veranstaltungen/informationen-veranstaltungen-fuer-netzbetreiber/presentationen.html>.

²⁹ Cf. chapitre 6.2 SCCD-CH 2024



«Consommateurs finaux Suisse». Celle-ci doit englober les coûts en lien avec la fourniture aux consommateurs finaux en Suisse, ainsi que les quantités d'énergie correspondantes.

- (3) Selon le point de vue de l'AES, l'autre unité d'imputation principale «Autres activités dans le domaine de l'énergie» peut inclure les coûts et les quantités d'énergie correspondant notamment aux opérations suivantes, sous réserve de la jurisprudence encore en instance:
 - Transactions avec l'étranger sans soutirage pour la fourniture aux consommateurs finaux suisses (cf. section 1.3.2 ci-dessus)
 - Activités de négoce sans soutirage pour la fourniture aux consommateurs finaux suisses (cf. section 1.3.4 ci-dessus)
- (4) Les coûts peuvent ensuite être ventilés au sein de l'unité d'imputation principale «Consommateurs finaux Suisse» entre les unités «Consommateurs finaux avec approvisionnement de base» et «Consommateurs finaux libres», selon le principe d'allocation des coûts (méthode du prix moyen, cf. section 1.2.2 ci-dessus) ou l'attribution prioritaire à l'approvisionnement de base (cf. section 1.2.3 ci-dessus).
- (5) Pour représenter le flux interne de valeurs du modèle de portefeuille (cf. section 3.4 ci-dessus), il est possible de prévoir des unités d'imputation préliminaires à l'étape Commercialisation pour les étapes de la création de valeur situées en amont, en plus des unités d'imputation imposées par le législateur. Ces unités d'imputation préliminaires permettent de représenter de manière transparente l'ensemble des étapes de la création de valeur, ainsi que les prix de transfert interne de coûts d'approvisionnement prévus ou réels.
- (6) Les surcoûts écologiques (achat de garanties d'origine, certificats acquis) ne peuvent généralement pas être directement attribués à une unité d'imputation représentée à la figure 4. Ils sont également attribués par la Commercialisation aux différents produits, en fonction du volume de vente. La ventilation des «coûts de qualité» pour la reprise de l'énergie renouvelable des installations de production propres s'effectue de la même façon.

