The background of the cover is a close-up photograph of electrical equipment, showing several black cables with colorful tape (red, green, blue) and grey metal components. A white hexagonal shape is overlaid on the right side, containing the title and subtitle. On the left side, there are yellow lines and circles that resemble a circuit diagram.

Recommandation de la branche

# Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution

Bases pour l'utilisation du réseau et la rétribution  
de l'utilisation des réseaux de distribution suisses

MURD – CH 2021

VS  
AES

## Impressum et contact

### Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES  
Hintere Bahnhofstrasse 10  
CH-5000 Aarau  
Téléphone +41 62 825 25 25  
Fax +41 62 825 25 26  
info@electricite.ch  
www.electricite.ch

### Auteurs de la première édition de 2007

Witschi Stefan	BKW / FMB
Bettler Martin	RE
Bühlmann Bruno	EWS
Castelli Giovanni	AEW
Gautschi Markus	Glattwerk
Graber Werner	NOK
Imfeld Peter	CKW
Köchli Hansjörg	EWK
Looser Werner	EW Wald
Meyer Rolf	IBAAarau
Münch Ulrich	ESB
Widmer Andreas	ATEL

Chef du GT MURD

### Conseils et réalisation

Jörg Wild, Plaut Economics, Olten  
Heike Worm, Plaut Economics, Olten

### Direction du projet AES

Peter Betz, chef du projet MERKUR Access II  
Jean-Michel Notz, chef de l'équipe de base MERKUR Access II

### Groupe de travail pour la révision 2008/2009

Andreas Beer	Rätia Energie
Daniel Bucher	EKZ
Bruno Bühlmann	ews-energie
Werner Graber	NOK
Marco Heer	CKW
Daniel Koch	SBB
Bernard Krummen	SIL
Lukas Küng	ewz
Philippe Mahler	Polynomics
Rolf Meyer	IBAAarau
Conrad Munz	AEW
Jean-Michel Notz	VSE/AES
Andrea Testoni	AEMassagno
Stefan Witschi	BKW-FMB
Heike Worm	Polynomics

Président de la NeNuKo  
Conseil et soutien logistique

Secrétaire de la NeNuKo

Conseil et soutien logistique



### **Groupe de travail pour la révision 2010**

Stefan Bühler	Swissgrid	Chef du GT Raccordement de secours
Werner Graber	Axpo SA	Chef du GT Consommation propre des centrales
Bernard Krummen	SIL	
Jean-Michel Notz	VSE/AES	Secrétaire de la NeNuKo
Bruno Schwegler	WWZ	Chef GT Réseaux de faible envergure («Arealnetze»)
Stefan Witschi	BKW-FMB	Président de la NeNuKo

### **Groupe de travail pour la révision 2014**

Andreas Beer	Repower AG	
Stefan Bühler	Swissgrid	
Tony Bürge	TB Glarus Nord	
Werner Graber	Axpo Power SA	Chef du GT MURD Révision 2014
Jean-Michel Notz	VSE/AES	Secrétaire de la NeWiKo jusqu'au 31 décembre 2013
Erich Schumacher	CKW	
Jelena Stojanovic	SIL	jusqu'à octobre 2013
Olivier Stössel	VSE/AES	Secrétaire de la NeWiKo à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2014
Nicole Varga	ewz	
Stefan Witschi	BKW Energie SA	Président de la NeWiKo

### **Groupe de travail pour la révision 2018**

Mirjam Avdyli	Ewz	
Tony Bürge	TB Glarus Nord	
Michael Gabathuler	Repower	
Katja Keller	BKW	
Karl Resch	EKZ	Chef du GT MURD
Urs Rubitschon	WWZ	
Philipp Schütt	Axpo	
Olivier Stössel	VSE / AES	Secrétaire de la Commission Économie des réseaux

### **Groupe de travail pour la révision 2021**

Tony Bürge	TB Glarus Nord	
Michael Gabathuler	Repower	
André Hurni	CKW	
Mirjam Keinath	ewz	
Karl Resch	EKZ	Chef du GT MURD
Ralf Rienäcker	EKZ	
Urs Rubitschon	WWZ	
Frederik Schneider	BKW	
Philipp Schütt	Axpo	
Olivier Stössel	VSE / AES	Secrétaire de la Commission Économie des réseaux

### **Responsabilité commission**

La Commission Économie des réseaux de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



## Chronologie

Juin 2006	Début des travaux du groupe de projet partiel
30 mai 2007	Approbation par le Comité de l'AES
Mai / juin 2008	Révision AES
18 juin 2008	Approbation de la révision par le Comité de l'AES
Août 2008 – février 2009	Révision
9 juillet 2009	Approbation par le Comité de l'AES
Été 2010	Adaptations en fonction des nouvelles connaissances
2 mars 2011	Approbation par le Comité de l'AES
Juin à décembre 2018	Adaptations en fonction des nouvelles connaissances
2 juillet 2014	Approbation par le Comité de l'AES
Mai à août 2018	Révision
5 décembre 2018	Approbation par le Comité de l'AES
Mai 2019	Adaptation à la Stratégie Réseaux électriques
23 octobre 2019	Approbation par le Comité de l'AES
Décembre 2020 à avril 2021	Révision
1 septembre 2021	Approbation par le Comité de l'AES

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

L'AES approuve ce document à la date du 01.09.2021.

---

**Imprimé** n° 1006/f, édition 2021

### Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

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

### Égalité linguistique entre femmes et hommes

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois tant aux femmes qu'aux hommes. Merci de votre compréhension.



## Sommaire

Avant-propos .....	10
Introduction et champ d'application du document.....	11
1. Organisation de l'utilisation du réseau .....	12
1.1 Modèle de soutirage.....	12
1.2 Mission des acteurs dans le MURD – CH.....	13
1.3 Relations contractuelles .....	14
1.3.1 Contrat d'utilisation du réseau .....	15
2. Délimitation du système et niveaux de réseau du réseau de distribution.....	16
2.1 Transformation au niveau de réseau 2 .....	19
2.2 Transformation au niveau de réseau 4 .....	20
2.3 Transformation au niveau de réseau 6 .....	21
2.4 Réseaux de distribution aux niveaux de réseau 3 et 5 .....	24
2.5 Réseaux de distribution au niveau de réseau 7 .....	25
2.6 Consommateurs finaux, réseaux de distribution, producteurs et dispositifs de stockage d'électricité simples des niveaux de réseau 3 et 5.....	26
3. Gestion des acteurs .....	26
3.1 Principes.....	26
3.2 Création, modification et suppression des raccordements au réseau .....	27
3.3 Traitement des raccordements de secours, de réserve et pour révision.....	28
3.4 Autorisation de lignes parallèles .....	28
3.5 Gestionnaire de réseau dans le modèle des niveaux de réseau .....	29
3.5.1 Attribution des réseaux de distribution aux niveaux de réseau .....	29
3.5.2 Réseaux raccordés en série ou maillés («problème du pancaking»).....	29
3.5.3 Plusieurs GRD en amont.....	29
3.5.4 Coûts du raccordement au réseau de gestionnaires de réseau de distribution .....	30
3.6 Installations de production d'énergie (IPE) dans le modèle des niveaux de réseau .....	30
3.6.1 Attribution des IPE aux niveaux de réseau.....	30
3.6.2 Exonération de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les besoins propres des IPE et des dispositifs de stockage d'électricité simples.....	31
3.6.3 Coûts du raccordement au réseau pour les unités de production.....	32
3.6.4 Prise en charge appropriée des coûts par le producteur dans les réseaux de distribution.....	33
3.6.5 Prise en charge appropriée des coûts pour les raccordements existants.....	34
3.6.6 Indemnisation des renforcements de réseau selon l'art. 22 OApEI .....	34
3.6.7 Centrales partenaires 50 Hz/16,7 Hz (art. 1, al. 3 OApEI) .....	34
3.7 Consommateurs finaux dans le modèle des niveaux de réseau .....	34
3.7.1 Attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau .....	34
3.7.2 Exemple de traitement de contrats existants.....	35
3.7.3 Coûts du raccordement au réseau des consommateurs finaux .....	36
3.7.4 Délimitation entre réseau électrique et consommateur final .....	36
3.7.5 Installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine (réseaux de faible envergure, RFE) .....	36
3.7.6 Lignes électriques lors d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre.....	37
3.7.7 Bornes de recharge électriques – relation exploitant/utilisateur.....	37
3.8 Dispositifs de stockage d'électricité dans le modèle des niveaux de réseau .....	37



3.8.1	Dispositifs de stockage d'électricité intégrés aux sites de consommation (formes mixtes) .....	38
3.8.2	Dispositifs de stockage d'électricité simples.....	38
3.8.3	Dispositifs de stockage d'électricité et rémunération pour l'utilisation du réseau .....	38
3.9	Flexibilités des utilisateurs du réseau .....	38
4.	Calcul des coûts imputables .....	39
4.1	Coûts imputables .....	39
4.2	Principes fondamentaux de l'imputation des coûts.....	40
4.2.1	Imputation des coûts selon le modèle de la répercussion (répercussion des coûts).....	40
4.2.2	Imputation des coûts selon d'autres critères (coûts directement imputables).....	41
4.3	Application de la répercussion de coûts .....	42
4.3.1	Calcul des coûts répercutés .....	42
4.3.2	Détermination des valeurs de puissance pour la répercussion des coûts .....	43
4.3.2.1	Procédure en cas d'absence de mesure entre les niveaux de réseau.....	44
4.3.3	Détermination des valeurs d'énergie pour la répercussion des coûts.....	44
4.3.3.1	Calcul des valeurs d'énergie brute .....	45
5.	Procédures entre GRD.....	46
5.1	Aspects organisationnels de l'utilisation du réseau .....	46
5.2	Valeurs d'énergie et de puissance pour la facturation entre GRD.....	46
5.2.1	Valeurs énergétiques.....	47
5.2.2	Valeurs de puissance .....	47
5.2.2.1	Raccordement à un seul gestionnaire de réseau en amont.....	47
5.2.2.2	Lignes de réserve .....	47
5.2.2.3	Raccordement à plusieurs gestionnaires de réseau en amont .....	48
5.3	Facturation entre GRD .....	48
5.3.1	Procédure lorsque tous les réseaux en aval appartiennent exclusivement à des tiers.....	48
5.3.2	Procédure lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers .....	48
5.4	Structures de tarifs appliqués aux réseaux en aval .....	50
5.5	Réglementations pour les réseaux pris à bail et les zones de desserte physiquement séparées .....	50
6.	Tarifification du réseau et facturation.....	51
6.1	Bases .....	51
6.2	Prescriptions pour la détermination des tarifs d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux dans les réseaux de distribution .....	52
6.3	Traitement des coûts de mesure dans les tarifs d'utilisation du réseau pour les réseaux de distribution .....	53
6.4	Validité du tarif et obligation de publier .....	53
6.5	Éléments de facturation aux consommateurs finaux .....	54
6.6	Valeurs d'énergie et de puissance pour la facturation aux consommateurs finaux.....	54
6.6.1	Traitement des consommateurs finaux avec plusieurs points d'interconnexion .....	54
6.7	Approvisionnement de remplacement par le GRD .....	54
Annexe 1 :	Nomenclature du raccordement au réseau .....	56
Annexe 2 :	Attribution des niveaux de réseau dans le réseau de distribution .....	57
2.1	Attribution des utilisateurs de réseau et des GRD aux niveaux de réseau .....	57
2.2	Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau.....	57



2.3	Approches de solution en cas d'exception à la règle dans le réseau de distribution (raccordements existants).....	59
2.4	Utilisation du réseau au niveau de réseau N-1 .....	60
2.5	Utilisation du réseau au niveau de réseau N+1 .....	61
Annexe 3 :	Construction d'un réseau parallèle / changement de raccordements au réseau .....	62
3.1	Coûts en cas de changement de raccordement .....	62
3.2	Critères d'évaluation de l'efficacité globale .....	62
3.3	Modification de raccordements pour des regroupements dans le cadre de la consommation propre .....	63
Annexe 4 :	Regroupement de plusieurs points de mesure .....	64
Annexe 5 :	Exemples pour le droit d'accès au marché.....	65
5.1	Situation A .....	65
5.2	Situation B .....	65
5.3	Situation C .....	66
5.4	Situation D .....	66
Annexe 6 :	Mise en œuvre et prise en charge des coûts de raccordements de secours, de réserve et pour révision.....	67
6.1	Dispositions fondamentales .....	67
6.2	Cas de base pour GRD et consommateur final/producteur pris en considération, avec solutions .....	68
6.2.1	Cas de base 1: seuls les GRD sont concernés .....	68
6.2.2	Cas de base 2: seuls les GRD sont concernés .....	69
6.2.3	Cas de base 3: un consommateur final ou un producteur est concerné .....	70
6.2.4	Cas de base 4: un consommateur final ou un producteur est concerné .....	71
6.2.5	Cas de base 5: un consommateur final ou un producteur est concerné .....	72
Annexe 7 :	Réseaux raccordés en série ou maillés.....	73
7.1	GRD raccordés en série.....	73
7.1.1	Services .....	73
7.1.2	Configurations principales .....	74
7.1.2.1	Situation A .....	74
7.1.2.2	Situation B .....	75
7.1.2.3	Situation C .....	75
7.1.2.4	Situation D .....	76
7.1.2.5	Situation E .....	77
7.1.3	Approches de solutions .....	78
7.1.4	Tarifs différents appliqués aux consommateurs finaux du fait de différences structurelles entre les réseaux.....	78
7.2	Plusieurs réseaux maillés de GRD différents .....	79
7.2.1	Configurations principales et approches de solution .....	79
7.2.1.1	Situation F .....	79
7.2.1.2	Situation G .....	80
7.2.2	Restructurations.....	80
Annexe 8 :	Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau.....	81
8.1	Généralités .....	81
8.2	Définition et délimitation des systèmes de commande et de réglage intelligents.....	81
8.3	Imputabilité des coûts .....	82



8.4	Forme des accords entre GRD et consommateur final / producteur et critères de rétribution et de non-discrimination .....	83
8.5	Mise en œuvre et installation pour un SCRipER existant .....	83

## Liste des figures

Figure 1	Principales relations contractuelles selon le MMEE – CH	15
Figure 2	Modèle des niveaux de réseau	18
Figure 3	Transformation au niveau de réseau 2	19
Figure 4	Transformation au niveau de réseau 4	20
Figure 5	Attribution de tous les éléments de la station de transformation au niveau de réseau 6 (variante 1)	21
Figure 6	Éléments en dehors de la station de transformation au niveau de réseau 6 (variante 1, exception)	22
Figure 7	Attribution de la transformation aux niveaux de réseau 5 et 6 (variante 2)	23
Figure 8	Niveaux de réseau 3 et 5	24
Figure 9	Raccordement du réseau de distribution au niveau de réseau 7	25
Figure 10	Délimitation entre réseaux de distribution, producteurs, consommateurs finaux et dispositifs de stockage d'électricité simples aux niveaux de réseau 3 et 5	26
Figure 11	Injection dans les sous-stations et les stations de transformation	31
Figure 12	Coûts de raccordement des IPE	33
Figure 13	Attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau	35
Figure 14	Répercussion des coûts à l'exemple du niveau de réseau N	41
Figure 15	Imputation des coûts directement imputables aux unités d'imputation	42
Figure 16	Méthode de la puissance maximale – courbe de charge fictive de deux groupes	44
Figure 17	Calcul des valeurs d'énergie brute pour la répercussion des coûts	45
Figure 18	Facturation entre GRD lorsque tous les réseaux en aval appartiennent à des tiers	48
Figure 19	Facturation entre GRD lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers (variante 1: formule de répercussion)	49
Figure 20	Facturation entre GRD lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers	50
Figure 21	Nomenclature conforme aux conditions techniques de raccordement AES (Prescriptions des distributeurs d'électricité)	56
Figure 22	Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau 3 à 7	58
Figure 23	Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau 1 à 3	58
Figure 24	Cas exceptionnel d'attribution aux niveaux de réseau 3 à 7	59
Figure 25	Cas exceptionnel d'attribution aux niveaux de réseau 1 à 3	60
Figure 26	Raccordement au niveau de réseau N – utilisation du réseau au niveau N-1	61
Figure 27	Raccordement au niveau de réseau N – utilisation du réseau au niveau N+1	61
Figure 28	Mesure simultanée sur le même câble souche	64
Figure 29	Situation A: un bâtiment, plusieurs consommateurs finaux, chacun a son propre compteur	65
Figure 30	Situation B: un consommateur final, plusieurs compteurs	65
Figure 31	Situation C: un consommateur final, deux bâtiments avec liaison en exploitation normale	66
Figure 32	Situation D: un consommateur final, deux bâtiments séparés par le domaine public	66
Figure 33	Prise en charge des coûts – Cas de base 1: seuls les GRD sont concernés	68
Figure 34	Prise en charge des coûts – Cas de base 2: seuls les GRD sont concernés	69



Figure 35 Prise en charge des coûts – Cas de base 3: un consommateur final ou un producteur est concerné	70
Figure 36 Prise en charge des coûts – Cas de base 4: un consommateur final ou un producteur est concerné	71
Figure 37 Prise en charge des coûts – Cas de base 5: un consommateur final ou un producteur est concerné	72
Figure 38 Situation A: un seul GRD au niveau de réseau N	74
Figure 39 Situation B: plusieurs GRD au niveau de réseau N	75
Figure 40 Situation C: plusieurs GRD au niveau de réseau N	76
Figure 41 Situation D: plusieurs GRD au niveau de réseau N	76
Figure 42 Situation E: plusieurs GRD au niveau de réseau N	77
Figure 43 Situation F: plusieurs GRD par niveau de réseau (maillage)	79
Figure 44 Situation G: plusieurs GRD par niveau de réseau (ligne de réserve)	80

## Liste des tableaux

Tableau 1 Méthode d'imputation des coûts par catégorie de coûts	40
---	----



## Avant-propos

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

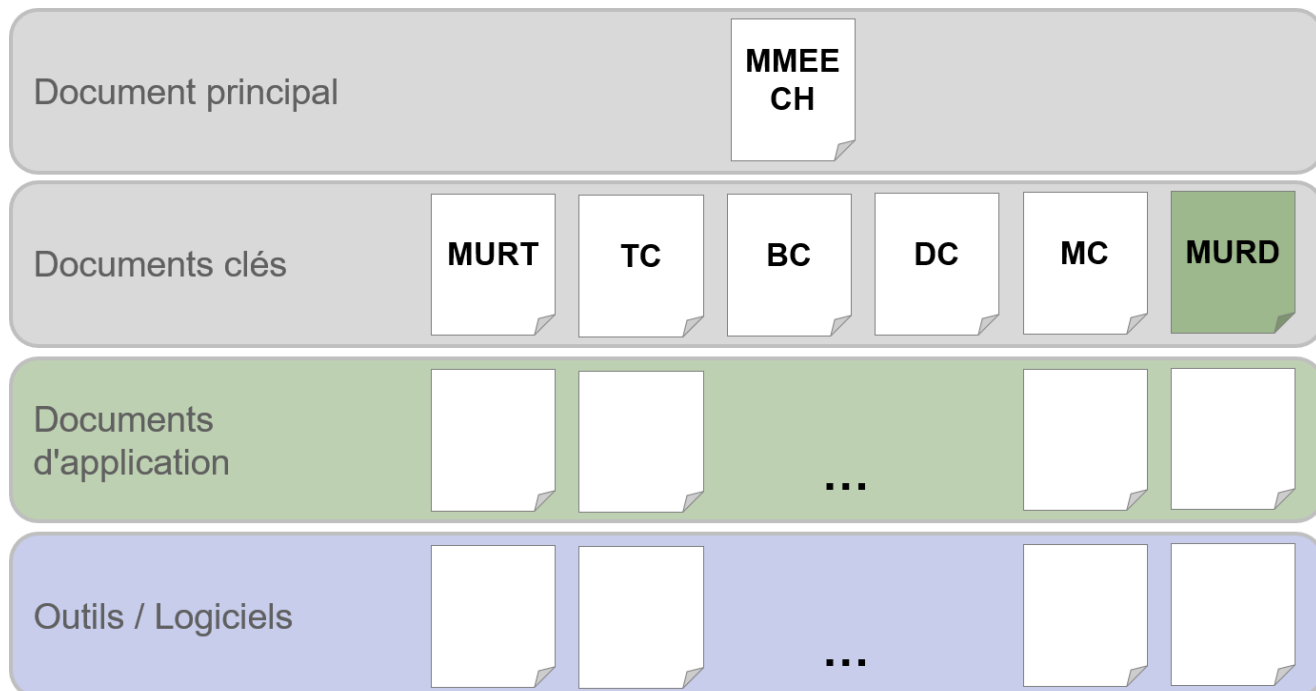
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

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

Le présent document Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution (MURD – CH) est un document clé.

### Structure des documents



## Introduction et champ d'application du document

### Principes du modèle

- (1) Le présent MURD – CH décrit les règles d'une organisation transparente et non discriminatoire de l'utilisation des réseaux de distribution suisses. Il règle les aspects commerciaux d'utilisation du réseau pour les niveaux de réseau 2 à 7 du marché suisse de l'électricité; il pose les bases harmonisées pour le calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau et pour la coordination entre les gestionnaires de réseau de distribution (GRD).
- (2) Le MURD – CH traite les sujets suivants:
  - Organisation de l'utilisation du réseau
  - Délimitation du système du réseau de distribution
  - Calcul des coûts imputables
  - Procédures à suivre entre les GRD pour le report des coûts et l'affectation des coûts de réseau
  - Facturation aux consommateurs finaux avec ou sans production d'électricité et/ou dispositifs de stockage d'électricité
- (3) Des explications approfondies sont fournies en annexe.
- (4) Les aspects financiers et commerciaux du raccordement au réseau sont décrits en détail dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» (NA/RR – CH).
- (5) Les principes et les exigences techniques pour l'exploitation et l'utilisation du réseau de distribution suisse sont définis dans le «Distribution Code».

### Influences des directives-cadre de l'UE et des codes de réseau européens

- (1) Dans le cadre des réglementations de l'UE, le REGRT-E (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, en anglais ENTSO-E) concrétise les principes des Framework Guidelines d'ACER à travers les Network Codes (NC). Ces derniers établissent des règles uniformes en matière de négoce d'électricité, ainsi que d'exigences techniques auxquelles devront satisfaire le réseau électrique et l'exploitation d'installations. Sur un plan formel, le champ d'application des NC se limite aux États de l'UE et de l'EEE.
- (2) Le traitement des NC en Suisse est régi à titre subsidiaire par la branche de l'électricité jusqu'à la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité entre la Suisse et l'UE. Le document thématique 39 «Traitement des Network Codes de l'ENTSO-E en Suisse» décrit les principes permettant d'évaluer si les différentes dispositions des NC peuvent être mises en œuvre à l'heure actuelle ou si leur application doit être différée. L'objectif est de parvenir à un traitement des NC optimal pour la branche de l'électricité suisse compte tenu de la stabilité et de la sécurité du système, de la compétitivité, des coûts et d'autres critères.



## 1. Organisation de l'utilisation du réseau

- (1) Le modèle d'utilisation du réseau a deux objectifs: l'utilisation non discriminatoire des réseaux et la garantie des moyens nécessaires à assurer la qualité d'approvisionnement par le réseau pour l'exploitation, l'entretien, le remplacement et l'extension. Afin que les rémunérations pour l'utilisation du réseau soient basses pour tous les utilisateurs et pour protéger les intérêts politico-économiques, il convient d'utiliser le réseau déjà existant tant pour les injections que pour les soutirages. La construction de lignes et d'installations parallèles doit être évitée autant que possible.
- (2) Les bases organisationnelles à respecter par les GRD dans le contexte de l'utilisation du réseau sont indiquées ci-après.

### 1.1 Modèle de soutirage

- (1) Le modèle d'utilisation du réseau selon le MMEE – CH est basé sur le principe du modèle du point de raccordement au réseau indépendant de la distance. L'évaluation de l'utilisation du réseau est fondamentalement déterminée par le soutirage et l'injection d'électricité par le consommateur final ou le producteur à leurs points de fourniture. L'utilisation du réseau est donc indépendante des différentes relations de livraison (indépendance des voies de transaction et contractuelles). Le modèle de point de raccordement est en règle générale réalisé comme modèle de point de soutirage, c'est-à-dire que la rémunération pour l'utilisation du réseau est prélevée auprès du consommateur final.
- (2) Conformément au principe de soutirage, les rémunérations pour l'utilisation du réseau sont prélevées uniquement auprès des consommateurs finaux. Ces derniers désignent des clients achetant de l'électricité pour leur consommation propre (art. 4, al. 1, let. b OApEI). N'est pas considéré comme un consommateur final un convertisseur de fréquence au sein d'une centrale 50 Hz pour la partie de l'électricité que la centrale 50 Hz produit et injecte simultanément dans le réseau 16,7 Hz au sein d'une unité géographique et économique. Les dispositifs de stockage d'électricité peuvent réinjecter ultérieurement sur le réseau du courant soutiré du réseau. Il en résulte certes des pertes au cours de la transformation, mais l'objectif de la consommation d'électricité par des dispositifs de stockage d'électricité sans consommateur final raccordé n'est pas la consommation «propre» (pas d'achat pour la consommation propre). Ces dispositifs de stockage d'électricité (simples) ne sont donc pas des consommateurs finaux et, comme tels, ils ne doivent pas être soumis à la rémunération pour l'utilisation du réseau. La technologie du dispositif de stockage ne doit pas entrer en ligne de compte.
- (3) Aucune rémunération pour l'utilisation du réseau n'est facturée
  - pour l'énergie active injectée par les producteurs,
  - pour l'énergie consommée sur le lieu de la production (consommation propre).
  - pour les besoins propres des installations de production d'énergie (IPE) et des dispositifs de stockage d'électricité simples,
  - pour l'énergie de pompage des centrales de pompage-turbinage,
  - pour l'énergie soutirée de dispositifs de stockage d'électricité simples et réinjectée sur le lieu du soutirage.
- (4) Le GRD peut facturer des coûts à tous les utilisateurs du réseau pour le soutirage et la fourniture d'énergie réactive.



## 1.2 Mission des acteurs dans le MURD – CH

- (1) Le MMEE – CH différencie les acteurs de marché dont les suivants sont importants dans le contexte de l'utilisation du réseau:
- (2) Les **gestionnaires de réseau de distribution (GRD)** sont des personnes morales qui exploitent des réseaux d'électricité. Ils sont les instances responsables de la garantie de l'exploitation sûre, performante et efficace du réseau de distribution. Ils assument l'obligation publique de raccordement dans la zone de desserte qui leur est assignée par le canton concerné (art. 5, al. 1 et 3 LApEI). Les exploitants d'installations électriques qui ne disposent pas de zone de desserte assignée et qui ne sont pas soumis à l'obligation générale de raccordement ne sont pas considérés comme des GRD.
- (3) Les GRD sont responsables de la mise à disposition non discriminatoire du réseau de distribution, de la distribution de l'énergie électrique ainsi que de la mise à disposition des prestations de services-système exigées d'un réseau de distribution. Les prestations de services-système sont formulées dans le Distribution Code (DC – CH).
- (4) Les GRD sont en principe responsables du système de mesure et d'information<sup>1</sup>. En cas de regroupement dans le cadre de la consommation propre, le GRD n'est responsable que de la mesure au point de fourniture et des installations de production dont la puissance est supérieure à 30 kVA.
- (5) Les informations commerciales sensibles reçues par le gestionnaire lors de l'exploitation des réseaux électriques doivent être traitées confidentiellement par les entreprises d'approvisionnement en électricité sous réserve des obligations légales de déclaration et ne doivent pas être utilisées pour d'autres activités.
- (6) Les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent séparer, au moins sur le plan comptable et informatif, les secteurs du réseau de distribution des autres secteurs d'activité. Le GRD établit des comptes annuels et une comptabilité analytique séparés de chacune des autres activités éventuelles de l'entreprise.
- (7) Si, exceptionnellement, des consommateurs finaux soumis à la rémunération pour l'utilisation du réseau sont raccordés à un réseau de centrales ou au réseau en aval qui s'y trouve, l'exploitant du réseau de la centrale est tenu de garantir le règlement des rémunérations pour l'utilisation du réseau, y c. des éventuelles prestations de services-système et de l'éventuel supplément réseau, et d'annoncer les données correspondantes pertinentes pour le décompte au gestionnaire de réseau en amont, à la société nationale du réseau de transport et à l'organe d'exécution.
- (8) Conformément à l'art. 1, al. 3 OApEI, les chemins de fer suisses sont considérés comme un consommateur final.
- (9) **Gestionnaire du réseau de transport (GRT):** les tâches du GRT en relation avec l'utilisation du réseau sont définies dans le modèle d'utilisation des réseaux de transport – Suisse (MURT – CH).
- (10) **Producteur:** un producteur exploite une ou plusieurs IPE. L'énergie produite est injectée dans le réseau de distribution, ou elle est consommée ou vendue totalement ou partiellement par le producteur sur le lieu de production (consommation propre ou regroupement dans le cadre de la consommation

<sup>1</sup> Par son arrêt 2C\_1142/2016 du 14 juillet 2017, le Tribunal fédéral a accordé à un producteur dont la puissance de production est supérieure à 30 kVA le droit de mandater un tiers pour réaliser une partie de la prestation de service de mesure (voir Metering Code).



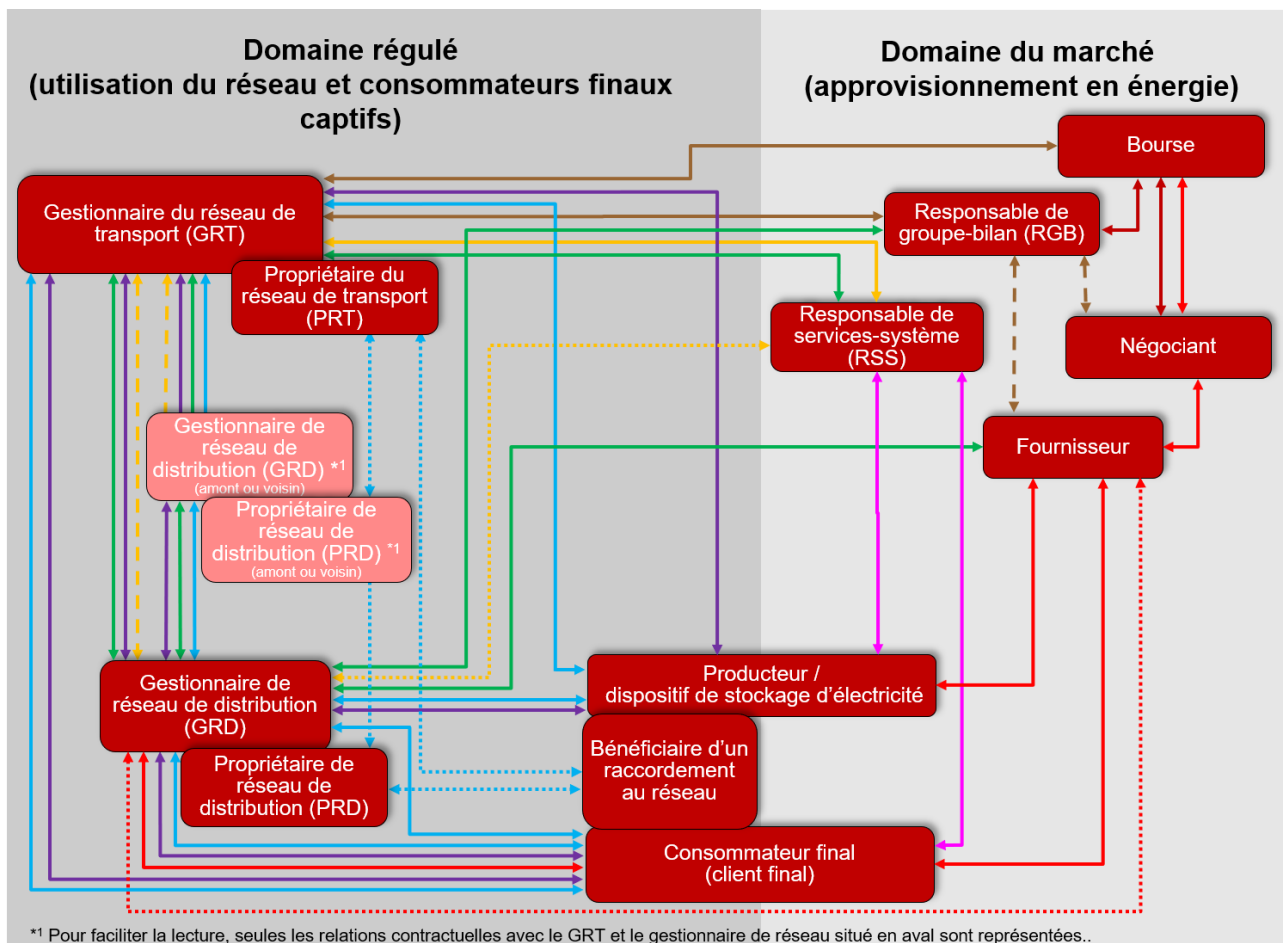
propre). Les charges utilisées pour ajuster l'énergie de réglage ne permettant pas d'injecter de l'énergie dans le réseau, elles ne sont pas assimilables à de la production au sens de l'utilisation du réseau.

- (11) **Fournisseur:** un fournisseur approvisionne le consommateur final en énergie.
- (12) **Consommateur final:** un consommateur final soutire de l'énergie depuis le réseau pour sa propre consommation et est redevable pour cela de la rémunération pour l'utilisation du réseau.
- (13) **Exploitant de dispositif de stockage d'électricité:** un exploitant de dispositif de stockage d'électricité soutire de l'énergie à un endroit, la stocke et l'injecte ultérieurement au même endroit du réseau. Si l'énergie est convertie sous une autre forme d'énergie et consommée (et, par conséquent, non injectée au même endroit), du point de vue du réseau électrique, il s'agit non d'un dispositif de stockage mais d'un consommateur final.
- (14) **Regroupement dans le cadre de la consommation propre:** un ou plusieurs propriétaires fonciers peuvent créer un regroupement pour eux-mêmes et éventuellement pour leurs locataires/fermiers, afin d'utiliser l'énergie produite sur le lieu de production. Ils consomment ou vendent eux-mêmes l'énergie produite en totalité ou en partie sur le lieu de production.
- (15) **Autoconsommateur («prosumer»):** consommateur final qui, d'une part, consomme de l'électricité et, d'autre part, en produit aussi, pour ses propres besoins ou pour l'injecter dans le réseau.

### 1.3 Relations contractuelles

- (1) Dans le cadre du modèle d'utilisation du réseau pour réseau de distribution, les GRD et les autres acteurs du marché doivent fixer les règlements par contrats. Les relations contractuelles essentielles entre les acteurs du marché selon le MMEE – CH sont représentées schématiquement dans la figure 1; d'autres relations contractuelles sont possibles.
- (2) Le contrat d'utilisation du réseau ou une réglementation comparable (p. ex. des conditions générales) sont particulièrement importants pour les GRD dans le contexte de l'utilisation du réseau. L'AES met à disposition des propositions de modèle pour ces différents types de contrat. Nous n'évoquons ci-après que la forme contractuelle du contrat d'utilisation du réseau, mais entendons par là aussi toujours d'autres réglementations comparables.





#### Légende

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

Figure 1 Principales relations contractuelles selon le MEE – CH

### 1.3.1 Contrat d'utilisation du réseau

- (1) Si les conditions posées par le Distribution Code Suisse DC – CH sont remplies, le GRD conclut un contrat d'utilisation du réseau avec l'utilisateur du réseau. Le contrat d'utilisation du réseau régit les droits et obligations réciproques qui découlent de l'utilisation de l'infrastructure du réseau pour la fourniture d'électricité (injection ou soutirage) ainsi que de l'utilisation du réseau pour des prestations de services-système mis à disposition par le GRD et le GRT.



- (2) Le contrat d'utilisation du réseau est établi entre l'utilisateur du réseau et le GRD du réseau sur lequel est situé le point de mesure. Seul le GRD au réseau duquel l'utilisateur du réseau est raccordé traite avec l'utilisateur du réseau et gère l'utilisation du réseau au nom de tous les GRD en amont. L'utilisation de conditions commerciales générales, de règlements, de barèmes de tarifs, etc. à titre de contrat d'utilisation du réseau est admise.
- (3) Le contrat d'utilisation du réseau peut comprendre des dispositions sur des sujets tels que:
- droit à l'utilisation du réseau dès le point de fourniture, y compris tous les niveaux de réseau en amont en Suisse,
  - obligation de s'acquitter de la rémunération pour l'utilisation du réseau conformément à la LApEI, à l'OApEI et aux documents d'application correspondants, ainsi que des éventuels impôts, taxes et prestations fournies à des collectivités publiques,
  - conventions ou prescriptions pour l'exploitation réglementaire de(s) l'installation(s) de l'utilisateur du réseau, réactions admissibles sur le réseau,
  - dispositions relatives au droit d'accès,
  - installation, exploitation et relevé des dispositifs de commande, de mesure, de protection et de communication,
  - désignation du point de mesure,
  - échange des données de mesure,
  - échange d'informations, obligations d'information,
  - conditions d'interruption de l'utilisation du réseau,
  - dans le cas de consommateurs finaux, le contrat d'utilisation du réseau doit régler la question d'un éventuel approvisionnement de remplacement (par exemple dans le cas d'une défaillance du fournisseur).
- (4) Dans des cas justifiés, le GRD peut exiger que la personne redevable de la rémunération pour l'utilisation du réseau (consommateur final) verse une garantie financière adéquate pour l'utilisation du réseau. Le contrat d'utilisation du réseau est généralement conclu entre le GRD et l'utilisateur du réseau.
- (5) Sous certaines conditions, le GRD est autorisé à interrompre l'utilisation du réseau de distribution par l'utilisateur du réseau, par exemple en cas de violation grave du contrat d'utilisation du réseau. L'interruption de l'approvisionnement en énergie en tant que mesure de recouvrement de factures non payées est contestée. Pour l'encaissement de factures en suspens, les procédures habituelles (p. ex. poursuite) sont recommandées. Toutefois, un paiement d'avance peut être demandé pour les futures fournitures d'énergie. Cela n'abroge pas le droit du GRD de déconnecter un raccordement conformément au DC – CH.

## **2. Délimitation du système et niveaux de réseau du réseau de distribution**

- (1) Pour calculer les coûts du réseau de distribution et pour clarifier les rapports avec les autres acteurs du marché raccordés au réseau de distribution, il est indispensable de définir les délimitations du système de réseau de distribution. Les explications qui suivent sont en premier lieu destinées à donner des critères uniformes au traitement des informations commerciales comme base du calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Ils ne concernent pas l'acquisition et le traitement de données d'autres domaines, par exemple pour la planification et l'exploitation des réseaux.





- (2) L'affectation transparente des coûts de réseaux se réalise par répartition des réseaux de transport et de distribution conformément au MMEE – CH, en quatre niveaux de tension et trois niveaux de transformation, donc en sept niveaux au total. Le réseau de distribution englobe les niveaux de réseau 2 à 7. Les règles équivalentes concernant le réseau de transport figurent dans le MURT – CH de la société nationale du réseau de transport.
- (3) Cette répartition peut être affinée en vue d'une affectation équitable des coûts selon le principe de causalité.
- (4) Dans des cas particuliers, il est possible de transférer des coûts au-delà des limites des niveaux de réseau. Pour l'imputation des coûts, c'est le principe de causalité qui s'applique, c'est-à-dire que chaque unité d'imputation est facturée pour les composants réseau qu'elle contribue à solliciter.
- (5) Un départ sépare toujours les différents niveaux de réseau. Les coûts liés aux jeux de barres, aux champs de couplage, à la technique secondaire, aux installations annexes et aux bâtiments sont généralement répartis proportionnellement sur les différents départs.



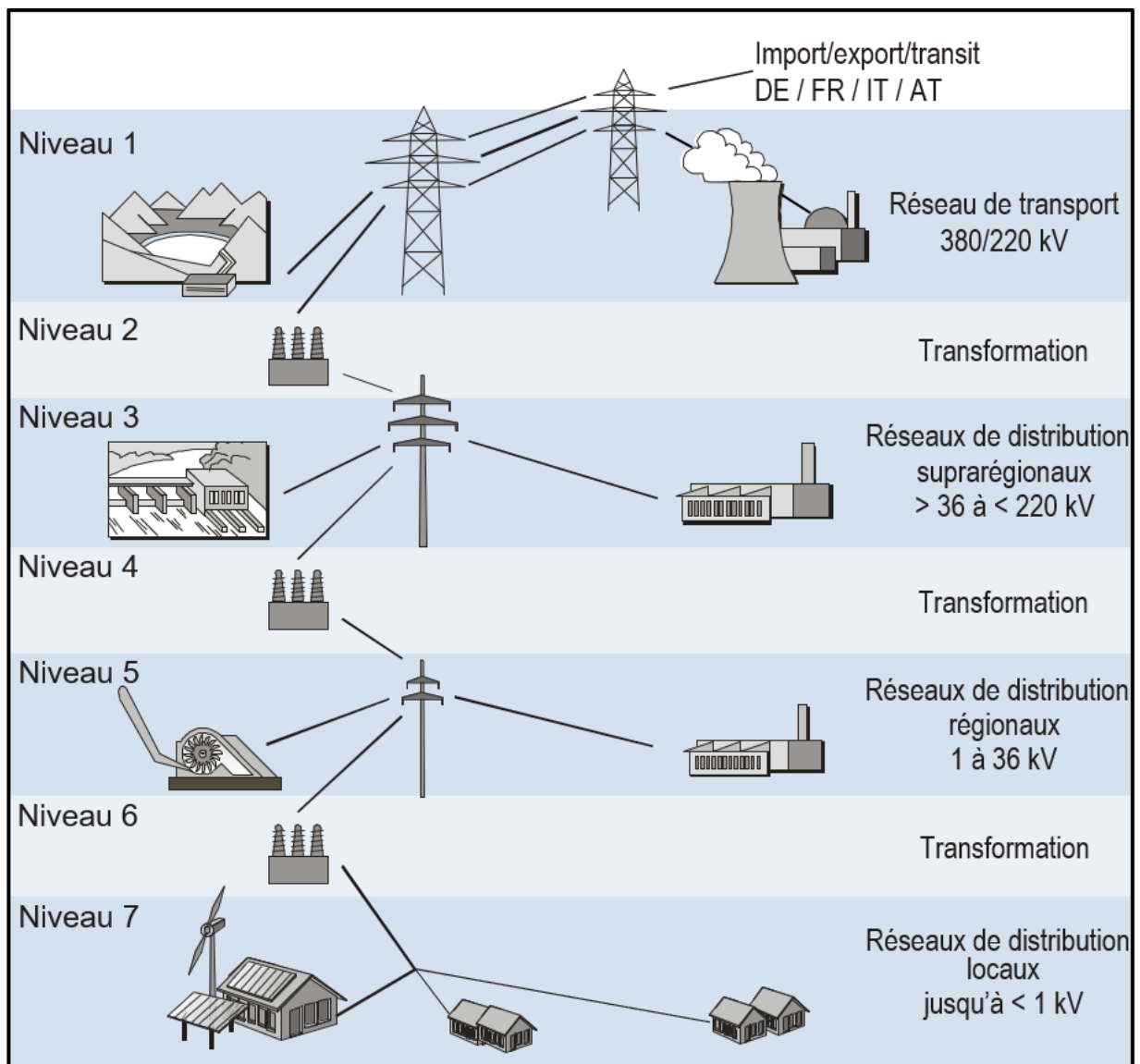


Figure 2 Modèle des niveaux de réseau



(6) L'attribution des différents éléments de réseau aux niveaux de réseau est organisée comme suit:

## 2.1 Transformation au niveau de réseau 2

(1) La transformation au niveau de réseau 2 comprend les transformateurs entre très haute tension et haute tension, y compris les départs côté basse tension et les parties correspondantes des jeux de barres côté basse tension.

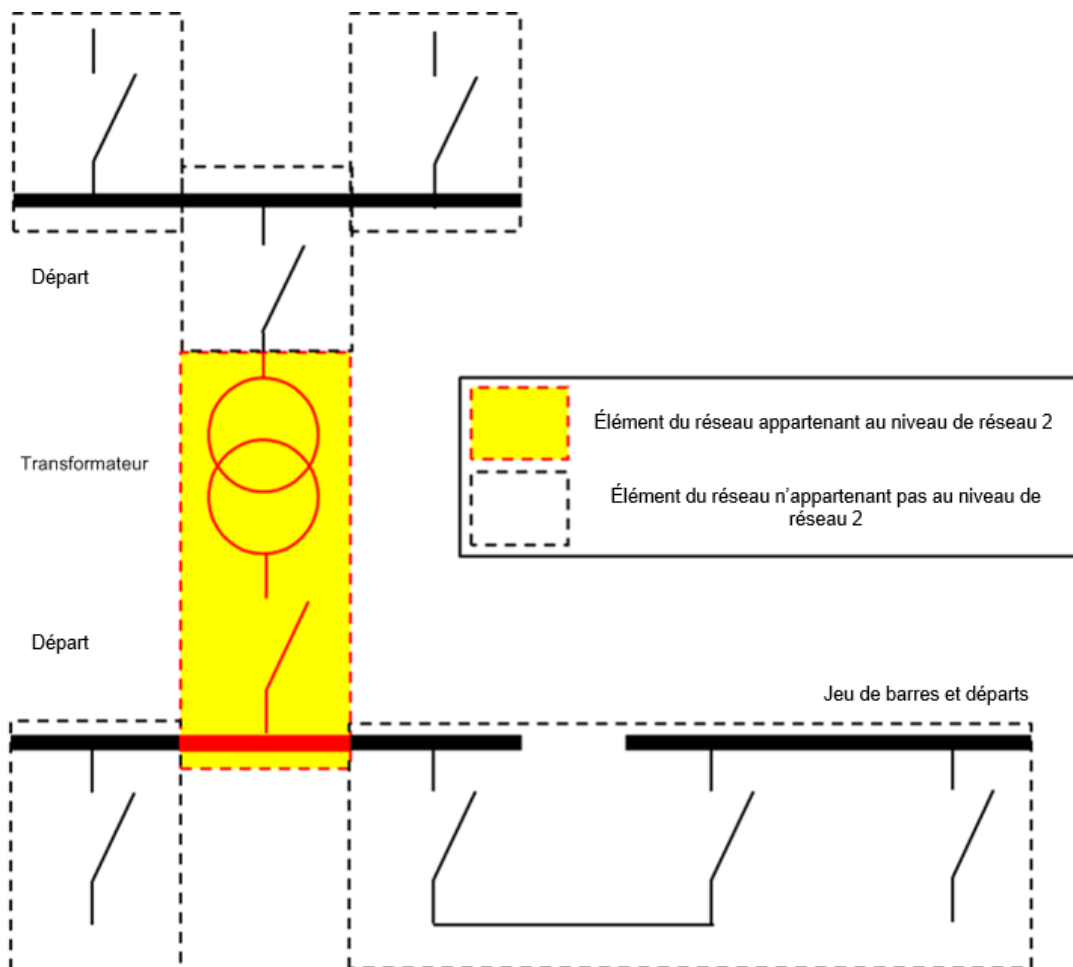


Figure 3 Transformation au niveau de réseau 2



## 2.2 Transformation au niveau de réseau 4

- (1) La transformation au niveau de réseau 4 comprend également les transformateurs entre haute tension et moyenne tension, y compris les départs côtés haute et basse tension ainsi que les parties correspondantes des jeux de barres côtés haute et basse tension.

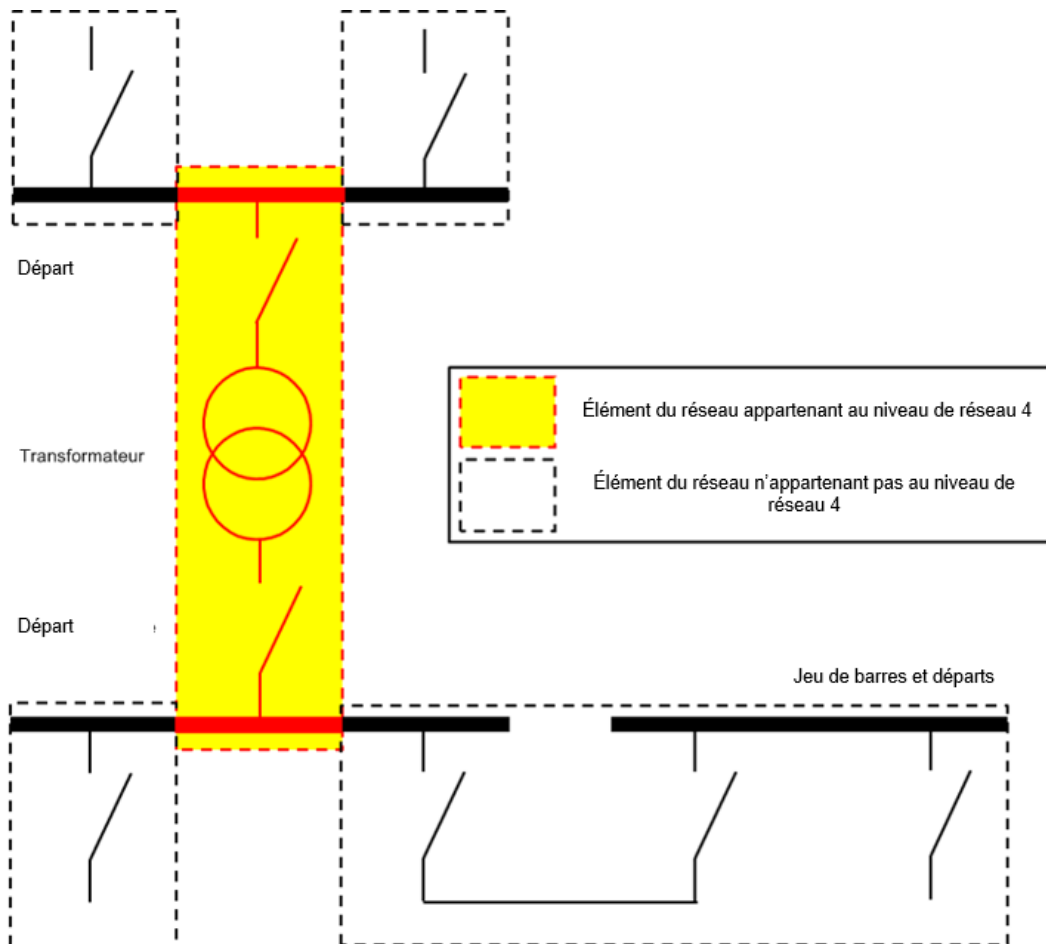


Figure 4 Transformation au niveau de réseau 4



### 2.3 Transformation au niveau de réseau 6

- (1) Trois variantes définissent l'attribution de transformation au niveau de réseau 6 entre moyenne tension et basse tension. La variante 1 est la variante principale.
  - Variante 1: attribution de tous les éléments de la station de transformation au niveau de réseau 6
  - Variante 2: attribution d'éléments aux niveaux de réseau 5 et 6
  - Variante 3: attribution d'éléments aux niveaux de réseau 5, 6 et 7
- (2) **Variante 1:** le niveau de réseau 6, c'est-à-dire celui de la transformation entre les réseaux de distribution régionaux et locaux, comprend, en plus des départs côtés haute et basse tensions des transformateurs, tous les autres départs côtés haute et basse tensions attribués à la station de transformation, c'est-à-dire toute la station de transformation (voir figure 5).

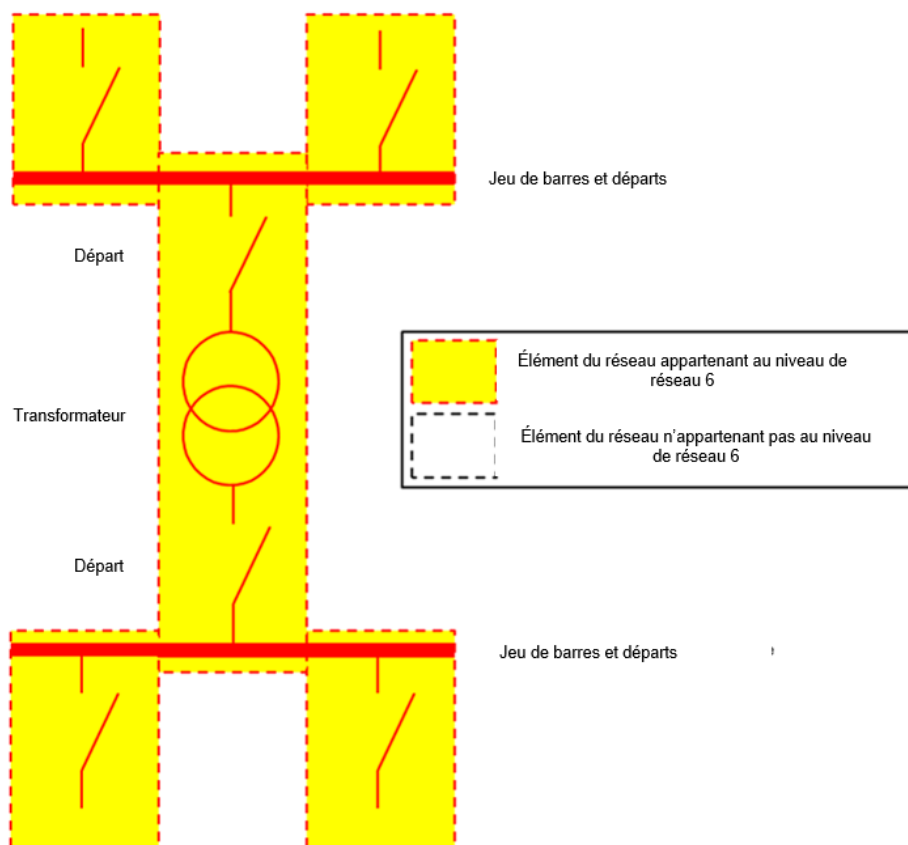


Figure 5 Attribution de tous les éléments de la station de transformation au niveau de réseau 6 (variante 1)

- (3) Des exceptions aux attributions d'éléments de la variante 1 sont possibles s'il ne s'agit pas d'éléments destinés exclusivement à la transformation, mais plutôt d'installations combinées ou de parties d'installations pouvant sans problème être attribuées aux niveaux de réseau 5 ou 7 (voir figure 6).
- (4) Exemples (non exhaustifs):
  - stations de mesure moyenne tension (avec ou sans transformateurs),
  - stations de couplage,
  - stations industrielles partiellement en propriété du consommateur final.



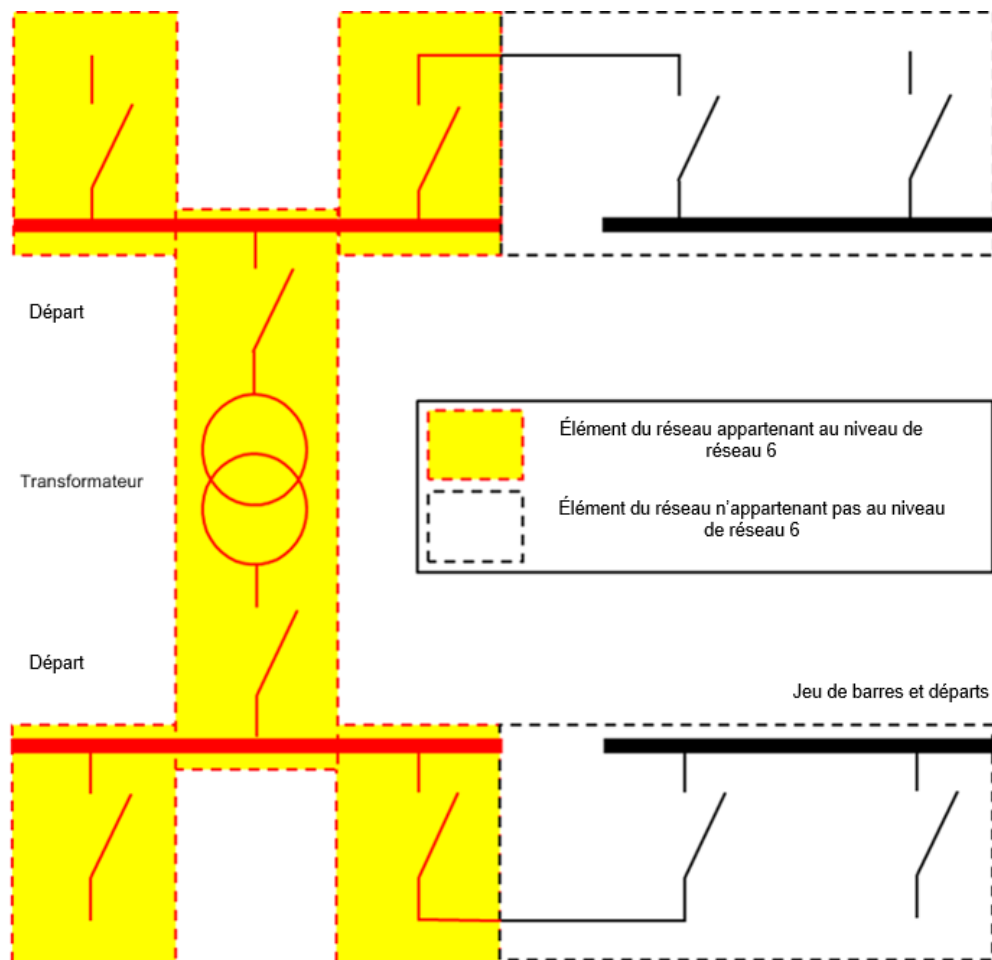


Figure 6 Éléments en dehors de la station de transformation au niveau de réseau 6 (variante 1, exception)

- (5) **Variante 2:** au lieu d'attribuer la station de transformation en bloc au niveau de réseau 6 selon la figure 5, il est possible d'attribuer les départs du côté haute tension par exemple au niveau de réseau 5 au moyen de clés de répartition des coûts (voir figure 7).

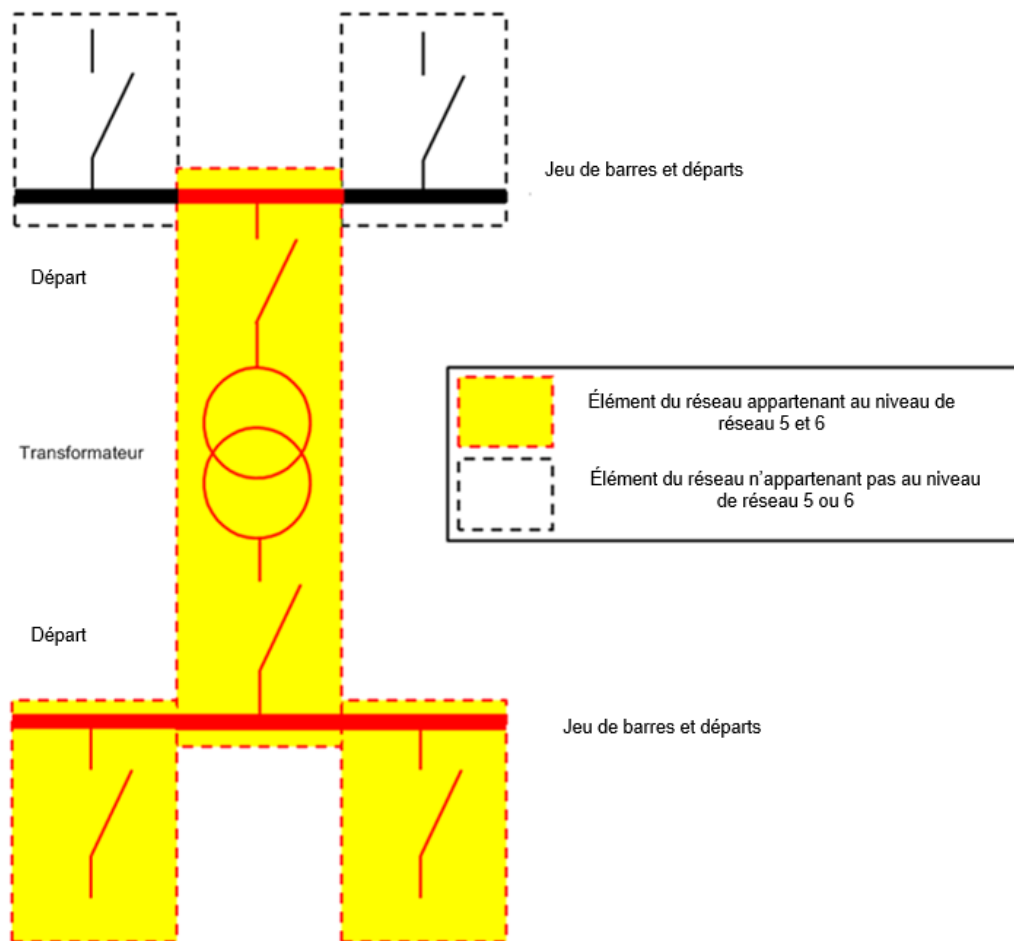


Figure 7 Attribution de la transformation aux niveaux de réseau 5 et 6 (variante 2)

- (6) **Variante 3:** pour répartir les éléments de transformation entre le niveau de réseau 5 et le niveau de réseau 7, on peut également procéder de manière analogue au niveau de réseau 4.

## 2.4 Réseaux de distribution aux niveaux de réseau 3 et 5

- (1) Les réseaux de distribution des niveaux de réseau 3 et 5 englobent toutes les lignes du niveau de tension correspondant, y compris les départs et les parties correspondantes des jeux de barres du niveau de tension concerné.

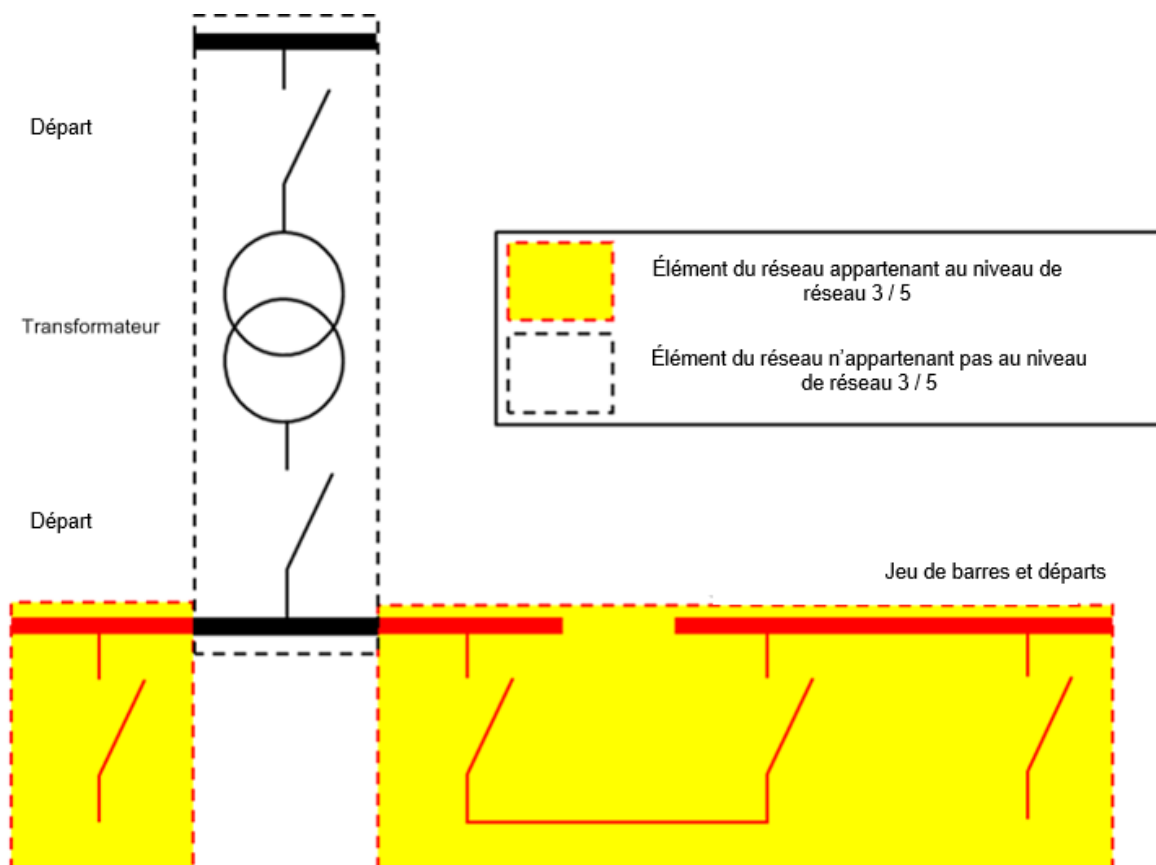


Figure 8 Niveaux de réseau 3 et 5



## 2.5 Réseaux de distribution au niveau de réseau 7

- (1) Le réseau d’approvisionnement du NR 7 englobe toutes les lignes du niveau de tension correspondant, y compris les départs et les parties correspondantes des jeux de barres du niveau de tension concerné. Si l’on a choisi les variantes 1 ou 2 pour le niveau de réseau 6, il faut adapter les attributions au NR 7 au cas par cas.

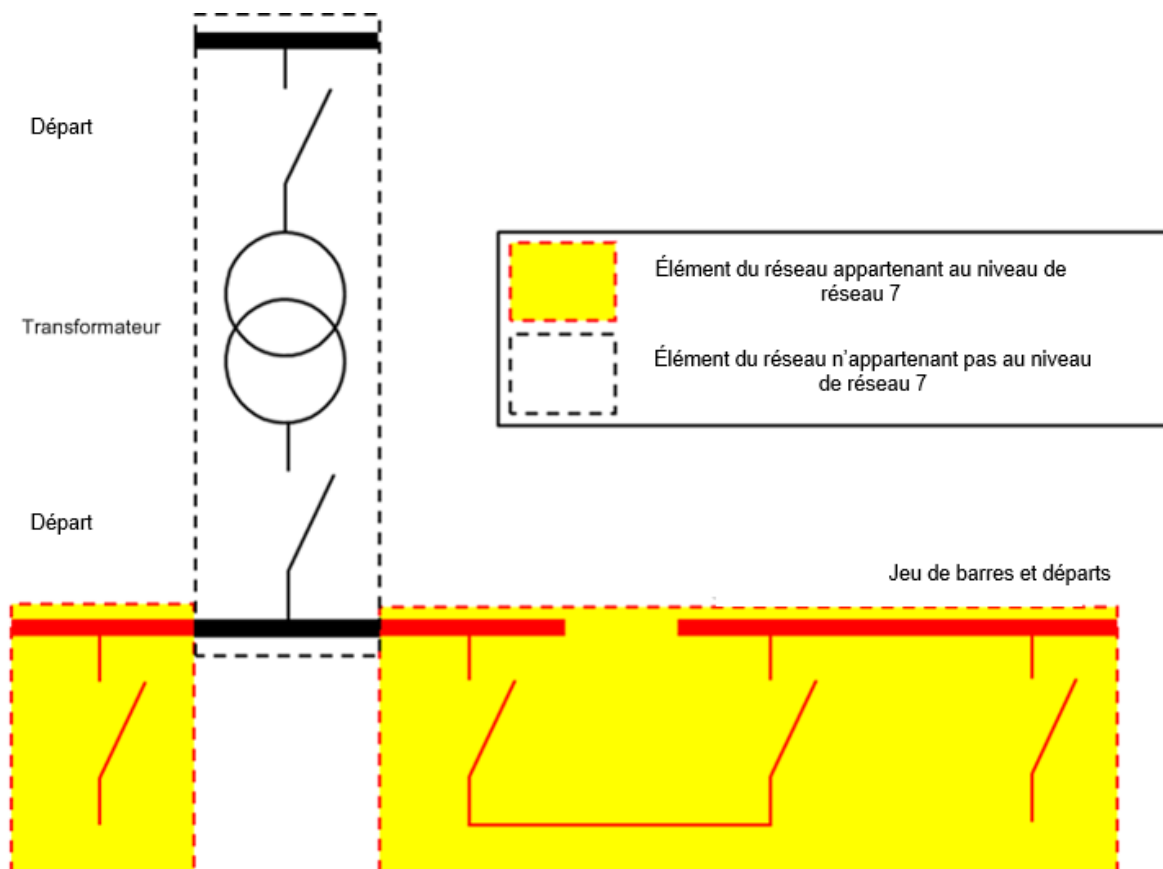


Figure 9 Raccordement du réseau de distribution au niveau de réseau 7



## 2.6 Consommateurs finaux, réseaux de distribution, producteurs et dispositifs de stockage d'électricité simples des niveaux de réseau 3 et 5

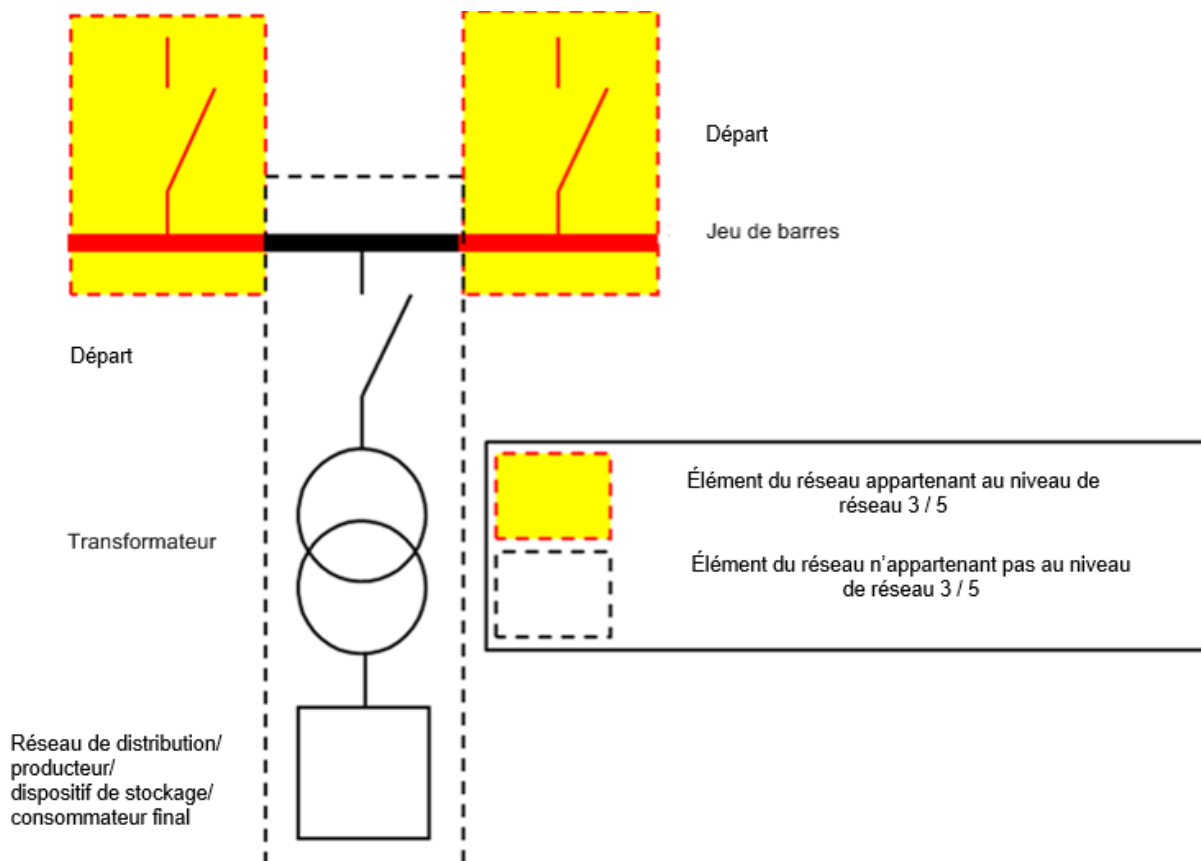


Figure 10 Délimitation entre réseaux de distribution, producteurs, consommateurs finaux et dispositifs de stockage d'électricité simples aux niveaux de réseau 3 et 5

## 3. Gestion des acteurs

### 3.1 Principes

- (1) La rémunération pour l'utilisation du réseau doit être acquittée par les consommateurs finaux pour chaque point de soutirage (art. 14, al. 2 LApEI). Les consommateurs finaux sont les utilisateurs du réseau qui prélèvent de l'électricité sur le réseau de distribution pour leur consommation propre. Sont également considérés comme consommateurs finaux ceux qui exploitent sur le site de consommation une installation de production d'énergie (IPE) ou une installation de stockage («prosumers»).
- (2) Sont exonérés de la rémunération pour l'utilisation du réseau les prélèvements d'électricité destinée aux besoins propres d'une IPE ou d'un dispositif de stockage d'électricité simple et au fonctionnement des pompes dans les centrales de pompage-turbinage (art. 4, al. 1b LApEI). Par ailleurs, les dispositifs de stockage d'électricité simples ne possédant aucun site de consommation, ainsi que les installations de production possédant un dispositif de stockage intégré ne sont pas non plus considérés comme des consommateurs finaux dans la mesure où l'énergie stockée est exclusivement destinée à la fourniture du réseau ou à la consommation propre de l'installation de production ou du dispositif de stockage d'électricité simple.



- (3) Les GRD situés en aval versent la rémunération pour l'utilisation du réseau à ceux situés en amont.
- (4) Chaque réseau de distribution appartient à un propriétaire de réseau de distribution (PRD) et est exploité par un gestionnaire de réseau de distribution (GRD). Souvent, PRD et GRD sont une seule et même personne morale.

### 3.2 Création, modification et suppression des raccordements au réseau

- (1) Le GRD est responsable de la définition du point de fourniture.
- (2) Le GRD définit, compte tenu des bases juridiques, les contributions de raccordement dues par l'utilisateur raccordé au réseau pour le raccordement principal ainsi que pour le raccordement de secours, le raccordement de réserve et le raccordement pour révision.
- (3) L'utilisateur raccordé au réseau peut couvrir les coûts proportionnels d'un raccordement au réseau au moyen de deux éléments de contribution:
  - la contribution de raccordement au réseau (CRR), correspondant aux coûts occasionnés par la création du raccordement de l'utilisateur au réseau;
  - la contribution aux coûts du réseau (CCR), correspondant à la sollicitation demandée du réseau de distribution, sans tenir compte d'éventuelles extensions du réseau. Les producteurs sont exemptés du paiement de la contribution aux coûts du réseau.
- (4) Des adaptations et des rétablissements du raccordement au réseau sont à la charge du bénéficiaire. En cas de renforcement du raccordement au réseau, les mêmes conditions que pour les nouveaux raccordements s'appliquent.
- (5) La contribution de raccordement au réseau et la contribution aux coûts du réseau ne donnent aucun droit de propriété sur les installations correspondantes. Les limites de propriété sont définies contractuellement. Le bénéficiaire raccordé n'a aucun droit à un remboursement partiel ou global de la contribution de raccordement au réseau et de la contribution aux coûts du réseau. Toute modification et tout renouvellement du raccordement au réseau, de même que l'exploitation, la maintenance et le remplacement sont réglés dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» (NA/RR – CH)<sup>2</sup>.
- (6) Les contributions de raccordement doivent être prises en considération lors de la définition des rémunérations pour l'utilisation du réseau.
- (7) Si plusieurs propriétaires fonciers se regroupent en vue d'une consommation propre ou qu'un ou plusieurs propriétaires fonciers créent un regroupement pour locataires, le nouveau consommateur final qui en résulte a droit à un raccordement au réseau. Tous les coûts occasionnés par ce regroupement sont à la charge du ou des propriétaires fonciers. Le manuel sur la réglementation de la consommation propre définit les autres détails.
- (8) En cas de suppression d'un raccordement, le GRD est autorisé à exiger du bénéficiaire d'un raccordement au réseau le remboursement des frais suivants:
  - les coûts de démontage du raccordement,

---

<sup>2</sup> Par exemple, le bloc de tubes peut appartenir au propriétaire foncier et le câble au gestionnaire de réseau.



- les coûts d'infrastructure non encore amortis pour l'établissement de ce raccordement (pour autant que le bénéficiaire du raccordement ne les ait pas encore payés).
- (9) Sur demande, le GRD doit présenter les coûts engendrés par la suppression du raccordement au bénéficiaire de façon claire et transparente.
- (10) Les aspects financiers et commerciaux du raccordement au réseau sont détaillés dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» (NA/RR – CH).

### 3.3 Traitement des raccordements de secours, de réserve et pour révision

- (1) Le calcul et la facturation des rémunérations pour l'utilisation du réseau sont, en règle générale, déterminés par les raccordements principaux. Dans le cas des raccordements de secours, de réserve et pour révision (voir définition dans le DC – CH), une contribution aux coûts du réseau est due pour une prise en charge des coûts selon le principe de causalité.
- (2) Lorsqu'il existe des redondances liées aux raccordements de secours, de réserve et pour révision (p. ex. raccordement à une branche d'alimentation supplémentaire), le bénéficiaire d'un raccordement au réseau doit, pour le raccordement supplémentaire, payer les coûts moyens de la puissance mise à disposition pour tous les niveaux de réseau concernés par la puissance supplémentaire mise à disposition.
- (3) En règle générale, aucune rémunération pour l'utilisation du réseau n'est due entre deux GRD pour les raccordements de secours, de réserve et pour révision lorsque ces raccordements servent les deux GRD dans la même ampleur (p. ex. même réserve de puissance) (réciprocité des raccordements).

### 3.4 Autorisation de lignes parallèles

- (1) Dans l'intérêt de la minimisation des coûts politico-économiques, la création d'une infrastructure de réseau parallèle («évasion» du niveau de réseau ou du gestionnaire de réseau) est à éviter. Les exceptions suivantes sont possibles (liste exhaustive):<sup>3</sup>
- lorsqu'il faut augmenter fortement la disponibilité individuelle quantifiable de l'approvisionnement. Le bénéficiaire d'un raccordement au réseau supporte les coûts de modification et la compensation de la solidarité des tarifs s'il y a dépassement des standards minimaux (art. 5, al. 5 LApEI) et lorsque le GRD actif jusqu'à présent peut se prévaloir d'un droit de compensation<sup>4</sup> ou
  - lorsque le changement apporte une efficacité globale égale ou supérieure de tous les GRD concernés à l'avantage des bénéficiaires d'un raccordement au réseau, suite au dédommagement des parties de réseau devenues inutilisées (art. 5, al. 5 LApEI) et après compensation de la solidarité des tarifs. Cette disposition vise à rendre possibles des adaptations structurelles techniques et économiques.

<sup>3</sup> Ce passage est basé sur les recommandations du rapport final du groupe de travail Lignes Parallèles (GT Par) sous la direction de l'Office fédéral de l'énergie du 26 septembre 2006.

<sup>4</sup> Il est également possible d'insérer des raccordements de secours et de réserve sans changer de GRD.



### **3.5 Gestionnaire de réseau dans le modèle des niveaux de réseau**

- (1) Le présent chapitre décrit le principe de l'attribution des GRD aux niveaux de réseau (point 3.5.1) ainsi que la procédure à adopter dans des configurations particulières (points 3.5.2 à 3.5.3). Le point 3.5.4 contient des aspects commerciaux du raccordement au réseau des GRD.

#### **3.5.1 Attribution des réseaux de distribution aux niveaux de réseau**

- (1) Les GRD fixent pour leurs réseaux les conditions applicables au raccordement de réseaux de GRD tiers aux différents niveaux de réseau, sauf si cette attribution est réglée par les zones de desserte du canton. Les conditions doivent être non discriminatoires et s'orienter vers une solution technique et politico-économique efficiente<sup>5</sup>.
- (2) L'attribution de GRD en aval pour l'utilisation du réseau est en principe limitée aux niveaux de réseau 3, 5 et 7.
- (3) Des exceptions à l'attribution aux niveaux 3, 5 ou 7 ne sont possibles que si, ce faisant, la prise en charge des coûts selon leur origine est améliorée pour tous les GRD concernés, si un cas de pancaking est résolu ou encore si des structures historiques sont ainsi mieux prises en considération.

#### **3.5.2 Réseaux raccordés en série ou maillés («problème du pancaking»)**

- (1) Lorsque les réseaux de différents propriétaires sont raccordés en série sur le même niveau de réseau ou maillés dans un même niveau de réseau, les consommateurs finaux risquent d'être doublement sollicités («pancaking»). Les définitions et les solutions sont exposées dans l'annexe 7.
- (2) Les GRD concernés élaboreront d'un commun accord des solutions concrètes par voie de négociation. Pour éviter le problème du pancaking, il convient de choisir des solutions régionales judicieuses ou adaptées au rapport entre les GRD.
- (3) Les solutions suivantes sont possibles (liste non exhaustive):
  - répartition fonctionnelle du niveau de réseau en niveaux de transport et de distribution,
  - conclusion de contrats stipulant des compensations financières,
  - formation de communautés de prix de réseau ou de coûts de réseau,
  - restructurations,
  - répartition des coûts sur la base de calcul de flux de charge et d'énergie transmise,
  - autres solutions bilatérales ou multilatérales.

#### **3.5.3 Plusieurs GRD en amont**

- (1) Lorsqu'un GRD en aval est alimenté en énergie par plusieurs GRD en amont, une solution négociée entre le réseau en aval et les réseaux en amont est à rechercher afin de déterminer la prise en charge proportionnelle des coûts par le réseau en aval.
- (2) Une double charge des consommateurs finaux du réseau en aval qui serait due uniquement à diverses appartenances des réseaux en amont et ne reposerait pas sur des coûts effectivement plus élevés est inadmissible.

---

<sup>5</sup> Les conditions techniques pour le raccordement aux niveaux de réseau sont réglées par le Distribution Code DC – CH.



### 3.5.4 Coûts du raccordement au réseau de gestionnaires de réseau de distribution

- (1) Les aspects financiers et commerciaux du raccordement au réseau des réseaux de distribution sont décrits en détail dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» (NA/RR – CH).
- (2) En règle générale, les GRD supportent eux-mêmes les coûts de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de leurs installations jusqu'au point de raccordement au réseau défini conformément au point 3.7.1.
- (3) Le GRD en amont peut facturer au GRD en aval des coûts de raccordement en fonction de critères définis d'avance (par exemple puissance convenue).
- (4) Les coûts du réseau couverts par les contributions de raccordement payées par le GRD en aval sont à prendre en compte comme élément réducteur des coûts par le GRD en amont lors du calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Les contributions de raccordement au réseau payées par les GRD en aval sont à considérer comme coûts imputables dans ce calcul.

### 3.6 Installations de production d'énergie (IPE) dans le modèle des niveaux de réseau

- (1) Comme tous les autres utilisateurs du réseau, les IPE sont attribuées à un niveau de réseau. La marche à suivre détaillée de ce type de raccordement est décrite et définie dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» (NA/RR – CH).

#### 3.6.1 Attribution des IPE aux niveaux de réseau

- (1) Les GRD fixent pour leurs réseaux les conditions applicables au raccordement des IPE aux différents niveaux de réseau. Les conditions doivent être non discriminatoires et s'orienter vers une solution techniquement pertinente et politico-économique efficiente<sup>6</sup>. Ainsi, l'attribution des IPE pour l'utilisation du réseau dans les réseaux de distribution est fondamentalement limitée aux niveaux de réseau 3, 5 et 7.
- (2) Les principes d'utilisation du réseau suivants s'appliquent de la même façon pour tous les producteurs ou IPE, quel que soit le niveau de réseau sur lequel les injections sont effectuées.
- (3) Conformément au modèle de soutirage, aucune rémunération pour l'utilisation du réseau n'est prélevée pour l'énergie/la puissance injectée dans le réseau de distribution, sauf les éventuels coûts relatifs à l'énergie réactive.
- (4) Si, dans les sous-stations et stations de transformation, une IPE est raccordée en même temps à un jeu de barres relié aussi bien avec le niveau de réseau en amont qu'avec celui en aval (p. ex. raccordement principal et de secours), elle est attribuée au même niveau de réseau que le raccordement principal.
- (5) Ce principe s'applique à la détermination des valeurs énergétiques servant à la répercussion des coûts (aussi appelée «report des coûts») indépendamment des rapports de propriété des IPE et des GRD impliqués.

---

<sup>6</sup> Les conditions techniques pour le raccordement aux niveaux de réseau sont réglées dans le Distribution Code DC.



- (6) La figure 11 montre l'exemple d'une situation caractérisée par un gestionnaire de réseau en amont, un producteur et deux gestionnaires de réseau en aval: l'énergie/la puissance déterminante pour le calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau des GRD B ou C sont les valeurs des compteurs Z3 et Z4.
- (7) Les IPE possédées par une entreprise électrique sont à traiter de la même manière que les IPE de tiers (non-discrimination).

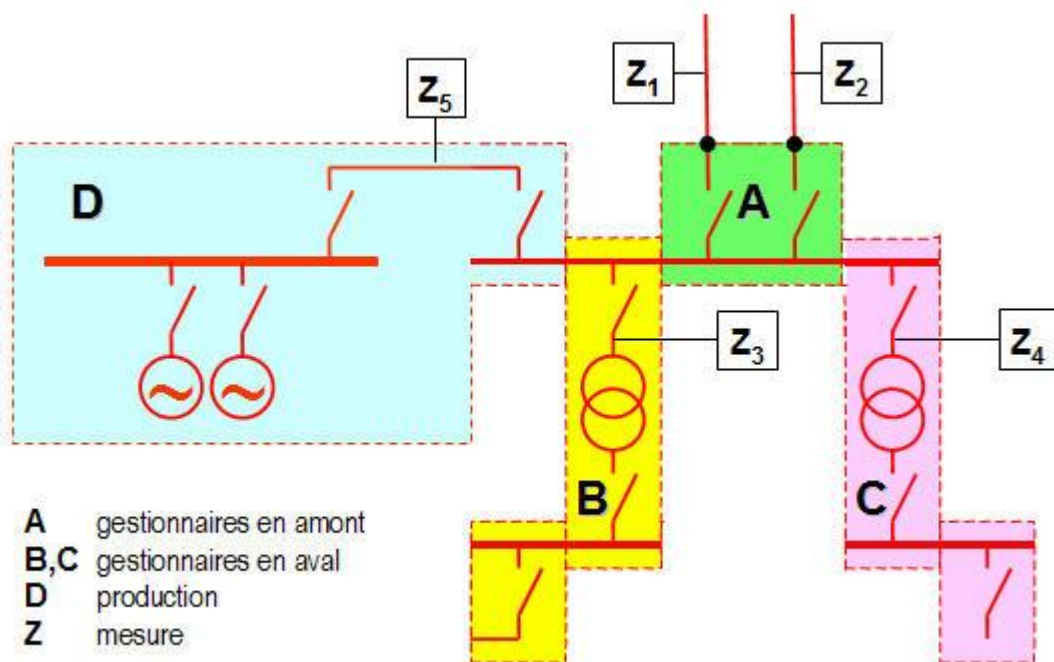


Figure 11 Injection dans les sous-stations et les stations de transformation

### 3.6.2 Exonération de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour les besoins propres des IPE et des dispositifs de stockage d'électricité simples

- (1) Les besoins propres (alimentation auxiliaire selon l'OÉne) d'une IPE ou d'un dispositif de stockage d'électricité simple correspondent à la puissance et l'énergie électrique nécessaires aux besoins immédiats, y compris de leurs installations annexes et auxiliaires auxquelles il n'est pas possible de renoncer pour l'exploitation. Les besoins propres peuvent être couverts directement par l'IPE ou par un réseau tiers, la première étant préférable.
- (2) Les explications ci-dessous sont aussi bien valables pour les IPE et les dispositifs de stockage simples d'une fréquence de 50 Hz que pour ceux exploités en 16,7 Hz (art. 1, al. 2 OApEI).
- (3) Aucun tarif d'utilisation du réseau n'est décompté sur les IPE et les dispositifs de stockage simples. Le GRD peut décompter à l'IPE des coûts pour le soutirage et la fourniture d'énergie réactive.
- (4) Par IPE, on entend une unité fonctionnelle et économique qui, pour la période d'une année, produit plus d'énergie électrique qu'elle n'en consomme. Si la production d'électricité n'est pas le but



principal de l'ensemble de l'installation, seule l'installation de production est considérée comme une centrale.

- (5) Dans une IPE, la consommation d'énergie de tous les processus qui servent essentiellement à produire de l'électricité est considérée comme besoins propres et est exonérée de toute rémunération pour l'utilisation du réseau durant l'exploitation ordinaire. Dans un dispositif de stockage simple, la consommation d'énergie de tous les processus qui servent principalement au stockage d'électricité est considérée comme des besoins propres et est exonérée de la rémunération pour l'utilisation du réseau pendant l'exploitation normale.
- (6) La consommation d'énergie de tous les processus intervenant en amont de la production d'énergie et/ou du stockage, dont le but principal n'est pas la production d'électricité ou le stockage d'électricité, est soumise à la rémunération pour l'utilisation du réseau. Les utilisations telles que décrites au paragraphe (4) sont exclues de cette clause.
- (7) La consommation d'énergie des processus qui ne servent pas à produire de l'électricité est soumise à la rémunération pour l'utilisation du réseau indépendamment du but principal de l'IPE. C'est notamment le cas pour la préparation et l'injection de chaleur résiduelle d'une installation dans des réseaux de chauffage ou pour l'approvisionnement d'installations et de biens-fonds non nécessaires à l'exploitation.
- (8) Les périodes d'interruption des IPE durant les cycles normaux d'exploitation et durant les révisions font partie de l'exploitation ordinaire. Par exemple, les constructions nouvelles, les agrandissements importants, la fermeture temporaire/durable ou le démantèlement (à partir de l'arrêt de l'exploitation de la puissance) d'une IPE ne sont pas considérés comme exploitation ordinaire. Seule l'énergie soustraite par l'IPE en exploitation ordinaire est exonérée de l'utilisation du réseau. Avec la fin de l'exploitation de la puissance, une IPE devient un consommateur final.
- (9) Les besoins propres englobent par exemple les moyens auxiliaires suivants, directement nécessaires à l'exploitation d'une IPE ou d'un dispositif de stockage d'électricité simple: installations de contrôle et commande, postes de conduite, services auxiliaires tels que les installations de stockage, de ventilation et d'éclairage, les pertes de transport jusqu'au point de raccordement au réseau (transformateurs de machines, onduleurs, etc.) et l'énergie pour les outils pendant une révision (exploitation ordinaire).
- (10) La répartition de la consommation d'énergie de l'ensemble d'une installation entre consommation principalement liée au service de production d'électricité et consommation à d'autres fins doit être en premier lieu effectuée selon la technique de mesure. Si l'infrastructure de mesure fait défaut et que les coûts pour en installer une sont disproportionnés, une clé de répartition doit être conclue entre les partenaires. Des valeurs spécifiques aux installations (littérature) doivent être appliquées pour le choix des clés. La clé de répartition doit être soumise à intervalles convenables au contrôle de son adéquation.
- (11) La prise en charge d'autres surcoûts dans le réseau de distribution se fait conformément aux sections 3.6.2 à 3.6.6.

### **3.6.3 Coûts du raccordement au réseau pour les unités de production**

- (1) Lors de l'établissement d'un nouveau raccordement, le producteur prend en charge les coûts du raccordement direct (sauf pour les exceptions selon section 3.6.6). En cas de surcoûts disproportionnés





pour le GRD (ou les consommateurs finaux raccordés), celui-ci paie en outre les coûts de l'extension éventuelle du côté réseau du point de couplage commun (transformateur en pointillés verts, voir 3.6.4).

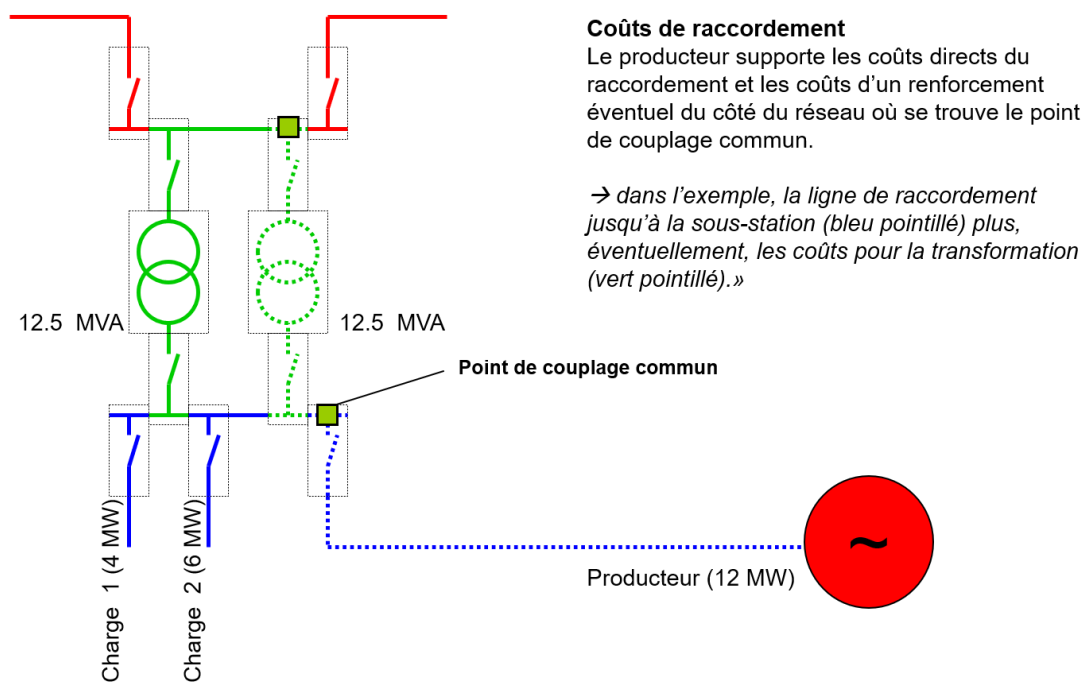


Figure 12 Coûts de raccordement des IPE

### 3.6.4 Prise en charge appropriée des coûts par le producteur dans les réseaux de distribution

- (1) Selon l'art. 16, al. 3 OApEI, si des surcoûts disproportionnés sont causés par le raccordement ou l'exploitation d'IPE dans les réseaux de distribution, ceux-ci doivent être pris en charge de façon appropriée par le producteur.
- (2) La détermination des surcoûts disproportionnés s'effectue en tenant compte des coûts d'opportunité. Lors de l'estimation des surcoûts, il faut inclure tous les coûts à considérer selon l'OApEI dans la facturation d'un réseau.
- (3) Les surcoûts sont considérés comme disproportionnés et doivent être pris en charge proportionnellement par les producteurs lorsque l'une des conditions suivantes est remplie:
  - a) La sollicitation supplémentaire d'un moyen d'exploitation par le nouveau producteur dépasse 20% de la capacité nécessaire à l'approvisionnement.
  - b) La modification moyenne des rémunérations pour l'utilisation de réseau sur le même niveau de réseau ainsi que sur le niveau de réseau situé en aval est supérieure à 2%. Le point 3.6.2.1 s'applique à l'établissement du raccordement.
- (4) Sont exclus de cette réglementation les renforcements de réseau qui sont finançables par la société nationale du réseau de transport (voir 3.6.6).



### 3.6.5 Prise en charge appropriée des coûts pour les raccordements existants

- (1) L'appréciation est faite pour chaque point de fourniture, c'est-à-dire qu'il faut examiner le contexte local du réseau de distribution à chaque point de fourniture (charge vs production). Le facteur F est à calculer pour chaque point de fourniture:

$$F = \frac{2 * \text{charge de consommation}}{\text{puissance de production installée}}$$

- (2) De manière générale, dans la plupart des sous-stations est installée une puissance de transformation correspondant au double de la charge du réseau pour permettre le service d'approvisionnement sans interruption, mais couvrant juste la puissance de production.
- Si  $F \geq 1$ , le producteur ne doit pas participer aux coûts du réseau.
  - Si  $F < 1$ , le producteur est obligé de participer aux coûts du réseau, en tenant compte des critères applicables aux nouveaux raccordements.

### 3.6.6 Indemnisation des renforcements de réseau selon l'art. 22 OApEI

- (1) Conformément à l'art. 22, al. 3, 4 et 5 OApEI, les renforcements de réseau devenus nécessaires pour l'injection d'énergie électrique provenant d'installations au sens des art. 15 et 19 LEnE sont indemnisés au GRD par la société nationale du réseau de transport, sur décision de l'EiCom.

### 3.6.7 Centrales partenaires 50 Hz/16,7 Hz (art. 1, al. 3 OApEI)

- (1) Les centrales partenaires 50 Hz/16,7 Hz sont des centrales 50 Hz combinées au sein d'une unité géographique et économique qui injectent simultanément de l'électricité dans le réseau 16,7 Hz des chemins de fers suisses via un convertisseur de fréquence.
- (2) Un convertisseur de fréquence au sein d'une centrale 50 Hz n'est pas considéré comme un consommateur final pour la part d'électricité que la centrale 50 Hz:
- a) produit et injecte simultanément dans le réseau 16,7 Hz au sein d'une unité géographique et économique;
  - b) prélève pour ses propres besoins et pour l'alimentation des pompes (art. 4, al. 1, let. b, deuxième phrase, LApEI).

## 3.7 Consommateurs finaux dans le modèle des niveaux de réseau

- (1) Les points suivants abordent le traitement des consommateurs finaux dans le modèle des niveaux de réseau.

### 3.7.1 Attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau

- (1) Les GRD fixent pour leurs réseaux les conditions applicables au raccordement des consommateurs finaux aux différents niveaux de réseau. Les conditions doivent être non discriminatoires et s'orienter vers une solution technique et politico-économique efficiente. Pour cette raison l'attribution des consommateurs finaux est par principe limitée aux niveaux de réseau 3, 5 et 7 en ce qui concerne l'utilisation du réseau. La figure 13 donne un aperçu de l'attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau 5 et 7 dans différentes situations de propriété.



- (2) Lorsque les installations clients de consommateurs finaux sont raccordées au niveau de réseau 7, la rémunération pour l'utilisation du réseau du niveau 7 est facturée aux consommateurs finaux. Que la limite de propriété se situe au niveau du commutateur ou du jeu de barres ou que l'installation client du consommateur final soit raccordée en dehors de la station de transformation est sans importance. Si les installations clients sont raccordées à la moyenne tension ou à la haute tension du réseau du GRD, la rémunération pour l'utilisation du réseau de niveau 5 ou de niveau 3 leur est facturée. Cela est valable également lorsque le transformateur du client est raccordé au jeu de barres du GRD dans la station de transformation de celui-ci ou que l'installation client du consommateur final est raccordée en dehors de la station de transformation à la ligne de moyenne tension du GRD. À l'intérieur d'un niveau de réseau, des prix différenciés peuvent être appliqués (voir point 6.1).

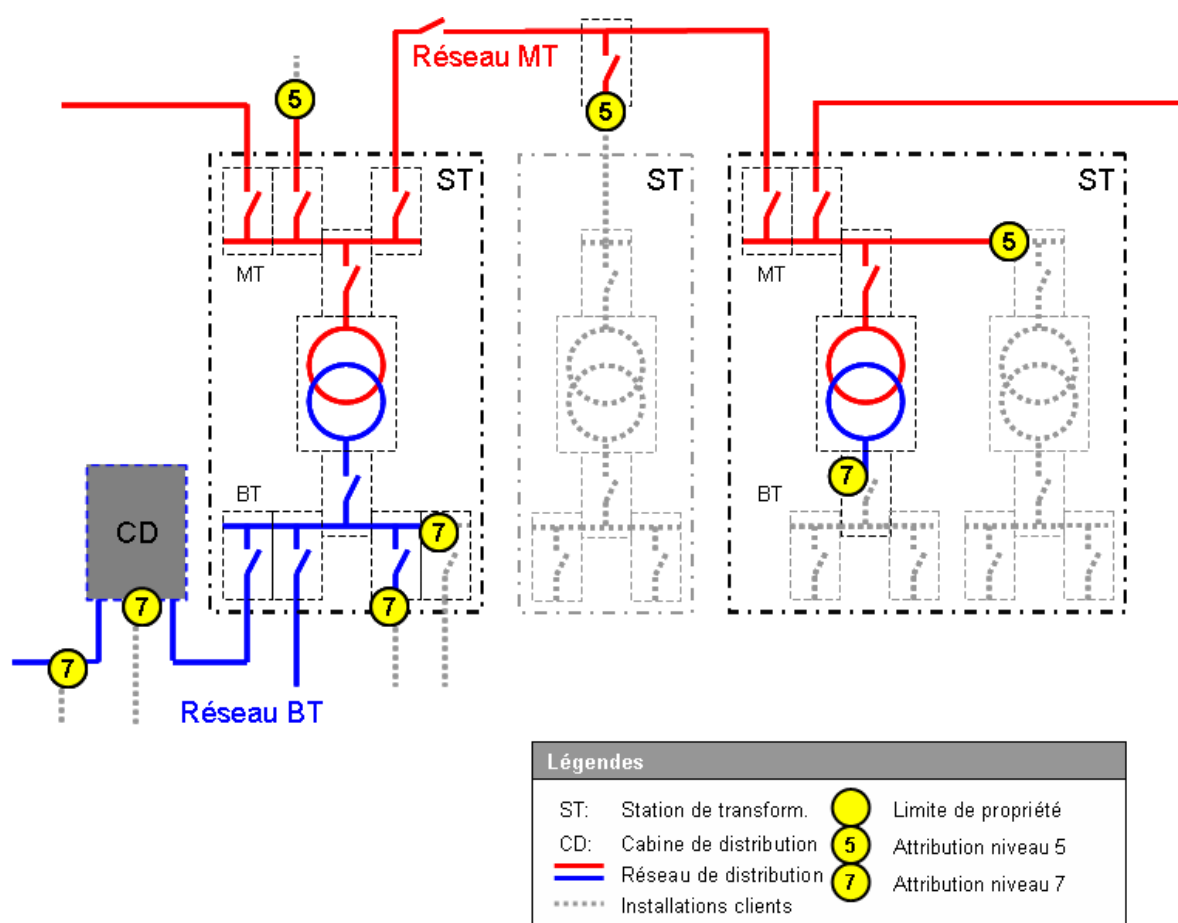


Figure 13 Attribution des consommateurs finaux aux niveaux de réseau

- (3) Lors de l'approbation de raccordement, le GRD tient compte de la capacité des raccordements existants, de la sécurité d'approvisionnement et des besoins futurs en puissance et en énergie. Des exceptions sont possibles si elles ne sont pas discriminatoires. Les contrats en vigueur sont pris en compte (voir art. 30 OApEI).

### 3.7.2 Exemple de traitement de contrats existants

- (1) Pour illustrer les différentes possibilités de traiter les contrats existants basés sur une délimitation des niveaux de réseau différente de celle du modèle d'utilisation des réseaux de distribution, prenons



l'exemple d'un transformateur du niveau de réseau 6 appartenant au GRD et d'un local de transformation appartenant au consommateur final (l'exemple vaut aussi pour les niveaux de réseau 2 et 4):

- Lorsque le transformateur n'est utilisé que par un seul consommateur final, le GRD peut lui facturer directement les coûts moyens proportionnels du niveau de transformation en plus de la rémunération pour l'utilisation du niveau de réseau 5.
- Comme autre solution, la vente du transformateur au consommateur final peut être envisagée.
- Lorsque le transformateur sert à l'approvisionnement de plusieurs consommateurs finaux, le GRD peut dédommager le bénéficiaire du raccordement au réseau pour l'utilisation de ses locaux. C'est alors la rémunération pour l'utilisation du niveau de réseau 7 qui est facturée au consommateur final concerné, en tenant compte de son profil de soutirage.

### **3.7.3 Coûts du raccordement au réseau des consommateurs finaux**

- (1) Les aspects financiers et commerciaux du raccordement au réseau des consommateurs finaux sont décrits en détail dans le document de la branche de l'AES «Raccordement au réseau (pour tous les bénéficiaires d'un raccordement au réseau de distribution)» (NA/RR – CH).

### **3.7.4 Délimitation entre réseau électrique et consommateur final**

- (1) Les réseaux électriques sont constitués d'une multitude de lignes et d'installations destinées au transport et à la distribution d'électricité de haute, de moyenne et de basse tensions. Les réseaux électriques servent principalement à approvisionner les consommateurs finaux ou les entreprises d'approvisionnement en électricité. Le gestionnaire d'un réseau électrique assume l'obligation publique de raccordement dans la zone de desserte que lui a assigné le canton.
- (2) Un consommateur final est une personne physique ou morale soutirant de l'énergie électrique au travers d'une place de mesure (pour les exceptions, voir annexe 3) pour ses besoins propres (consommation finale). Selon l'art. 1, al. 3 OApEI, le réseau de transport des chemins de fer suisses (132 kV, 16,7 Hz) est considéré comme un consommateur final par rapport au réseau public. Simultanément, il est soumis à diverses clauses de la LApEI ayant trait à la sécurité d'approvisionnement en électricité (art. 1, al. 2 OApEI).

### **3.7.5 Installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine (réseaux de faible envergure, RFE)**

- (1) Les installations de peu d'étendue destinées à la distribution fine (art. 4, al. 1, let. a LApEI, «Réseaux de faible envergure») comme celles qui existent dans les aires industrielles ne sont pas considérées comme des réseaux électriques. Les droits et les obligations des RFE figurent dans la Loi sur les installations électriques (LIE), l'Ordonnance sur le courant fort et l'Ordonnance sur les installations basse tension (OIBT).
- (2) Les consommateurs finaux raccordés à des RFE sont des personnes physiques ou morales autres que le gestionnaire du RFE ou ne lui appartenant pas non plus, mais qui s'alimentent en électricité au travers de leur propre place de mesure pour leur propre consommation (consommation finale). Par l'arrêt du 18 février 2014, le Tribunal fédéral a établi que les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh devaient impérativement être alimentés par le GRD concessionnaire. L'exploitant de réseau de faible envergure n'a par conséquent pas le droit d'approvisionner en énergie les consommateurs finaux sans accès au marché. L'approvisionnement de base incombe au GRD.



- (3) Les immeubles locatifs, comme les tours d'habitation ou les lotissements, etc. ne sont pas des RFE [le regroupement de divers consommateurs finaux n'ayant pas d'accès au marché dans le but d'obtenir l'accès au marché (regroupement de clients) n'est pas autorisé].
- (4) Pour de plus amples informations sur les RFE, consulter le document de la branche de l'AES «Réseaux de faible envergure».

### **3.7.6 Lignes électriques lors d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre**

- (1) Il y a consommation propre lorsque les exploitants d'installation consomment, sur le lieu de production, tout ou partie de l'énergie qu'ils ont eux-mêmes produite et/ou vendent à des tiers tout ou partie de cette énergie pour qu'elle soit consommée sur le lieu de production. Il est interdit d'utiliser le réseau du GRD à ces fins.
- (2) Un regroupement dans le cadre de la consommation propre peut être constitué par les propriétaires fonciers qui sont les consommateurs finaux sur le lieu de production; le GRD doit le doter d'une mesure unique au point de fourniture. La distribution de l'énergie ainsi produite sur le lieu de production est effectuée dans le cadre du regroupement via l'installation domestique (câble privé), qui est régie par l'Ordonnance sur les installations basse tension et n'est pas considérée comme un réseau d'électricité.
- (3) Le regroupement dans le cadre de la consommation propre doit être traité par le GRD comme un consommateur final en particulier pour le raccordement au réseau, la mesure, la tarification et la facturation.
- (4) Vous trouverez d'autres informations sur les regroupements dans le cadre de la consommation propre dans le document de l'AES «Manuel sur la réglementation de la consommation propre (MRCP)».

### **3.7.7 Bornes de recharge électriques – relation exploitant/utilisateur**

- (1) Les exploitants de bornes de recharge électriques fournissent des prestations de services telles que l'exploitation et la maintenance de l'infrastructure; ils sont donc considérés comme des consommateurs finaux (prise de position du Conseil fédéral du 23.11.2016). En rechargeant simplement un véhicule électrique, l'utilisateur ne conclut pas de relation juridique avec le GRD.
- (2) Les exploitants de bornes de recharge électriques publiques peuvent fixer librement les prix (en tenant compte d'autres prestations de services telles que les frais de stationnement, etc.) et les facturer aux utilisateurs des bornes de recharge.

### **3.8 Dispositifs de stockage d'électricité dans le modèle des niveaux de réseau**

- (1) Les dispositifs de stockage d'électricité sont des installations destinées à stocker temporairement l'énergie électrique par exemple dans des dispositifs électriques, chimiques, mécaniques, physiques, etc.
- (2) De plus amples informations sur le raccordement de dispositifs de stockage d'électricité figurent dans le document de l'AES «Manuel Dispositifs de stockage d'électricité (MDSE – CH)».



### **3.8.1 Dispositifs de stockage d'électricité intégrés aux sites de consommation (formes mixtes)**

- (1) Si les dispositifs de stockage d'électricité sont exploités de manière intégrée aux sites de consommation et que ceux-ci forment une unité géographique et économique, les dispositifs de stockage d'électricité doivent leur être affectés et être traités comme des consommateurs finaux. L'utilisation du réseau est par conséquent facturée également pour l'énergie soutirée depuis le réseau de distribution.
- (2) Les véhicules électriques utilisent la batterie rechargée via un site de consommation principalement pour le fonctionnement du véhicule, mais, avec un système de gestion approprié, ils peuvent également injecter de l'énergie électrique depuis la batterie (stockage intermédiaire) vers le site de consommation ou vers le réseau de distribution.

### **3.8.2 Dispositifs de stockage d'électricité simples**

- (1) L'énergie stockée est l'énergie qui est prélevée du réseau, stockée et, au besoin, réinjectée dans ce dernier (sauf pertes systémiques et de stockage). Dans les centrales de pompage-turbinage, il s'agit par exemple de l'énergie utilisée pour transporter l'eau dans le système de stockage ou de production d'électricité via un système de pompage (depuis un bassin d'alimentation ou de compensation). Dans un second temps, l'eau est utilisée pour produire de l'énergie si nécessaire.
- (2) Les dispositifs de stockage d'électricité qui ne sont reliés à aucun consommateur final, prélèvent de l'énergie sur le réseau exclusivement dans le but de la stocker et la réinjectent ultérieurement doivent être traités de la même manière que les centrales de pompage-turbinage pour ce qui est de l'utilisation du réseau (voir art. 4, al. 1, let. b LApEI). Cela garantit que cette énergie ne sera pas doublement taxée au titre de l'utilisation du réseau et que celle-ci sera imputée aux consommateurs finaux conformément au modèle de soutirage.
- (3) Il convient de veiller à ce que l'énergie et la puissance nécessaires à l'exploitation des dispositifs de stockage d'électricité simples ne soient pas intégrées au processus de ventilation des coûts et de facturation (par analogie avec la réglementation sur les propres besoins des IPE et sur l'énergie de pompage).
- (4) L'attribution aux niveaux de réseau, l'exonération des besoins propres, les coûts du raccordement au réseau et les coûts supplémentaires liés au réseau dans le cadre du raccordement de dispositifs de stockage d'électricité simples sont soumis aux mêmes conditions que pour les IPE.

### **3.8.3 Dispositifs de stockage d'électricité et rémunération pour l'utilisation du réseau**

- (1) Les exploitants de dispositifs de stockage d'électricité soutirent de l'énergie du réseau à des fins de stockage et sont considérés pour ce soutirage comme des consommateurs finaux. Font exception l'énergie pour l'actionnement de pompes dans les centrales de pompage-turbinage et pour les dispositifs de stockage d'électricité simples, l'énergie prélevée sur le réseau et stockée temporairement – moins les pertes techniques – sur le lieu du soutirage devant être réinjectée sur le réseau.

## **3.9 Flexibilités des utilisateurs du réseau**

- (1) Par flexibilité, on entend la possibilité dont dispose un GRD ou un autre acteur d'influencer, directement (pilotage) ou indirectement (incitations ou restrictions d'utilisation), l'injection dans le réseau ou le soutirage du réseau par une unité de production ou de consommation ou un dispositif de stockage



d'électricité. La flexibilité peut être utilisée en faveur du marché, du réseau ou du système, et ces trois éléments peuvent se trouver en concurrence. Par exemple, la flexibilité d'un consommateur final peut être utilisée pour optimiser ses propres coûts d'approvisionnement en énergie (en faveur du marché), vendue à des fournisseurs de services-système (en faveur du système) ou utilisée par le GRD pour optimiser le réseau (en faveur du réseau).

- (2) L'annexe 8 «Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau» contient des réglementations supplémentaires.

#### 4. Calcul des coûts imputables

- (1) Pour pouvoir répondre aux exigences de la LApEI et de l'OApEI, il est nécessaire de tenir une comptabilité analytique de l'entreprise (art. 11, al. 1 LApEI et art. 7, al. 2 OApEI).
- (2) Le présent chapitre décrit les principes du calcul des coûts servant de base au calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Il traite de la délimitation des coûts imputables, des bases de l'affectation des coûts aux unités d'imputation et centres de coûts et de l'application de la répercussion de coûts.

##### 4.1 Coûts imputables

- (1) Les coûts de l'utilisation du réseau imputables par le GRD se composent principalement des postes suivants (art. 7, al. 3 OApEI):
- a. coûts de capital calculés des réseaux;
  - b. installations qui sont évaluées sur la base des prix de remplacement;
  - c. coûts d'exploitation des réseaux;
  - d. coûts des réseaux des niveaux supérieurs;
  - e. coûts des services-système;
  - f. coûts des systèmes de mesure et d'information;
  - f<sup>bis</sup>. coûts des systèmes de mesure intelligents;
  - g. coûts administratifs;
  - h. coûts pour les renforcements de réseau nécessaires à l'injection d'énergie électrique provenant d'installations selon les art. 15 et 19 (LEne);
  - i. coûts des raccordements au réseau et des contributions aux coûts de réseau;
  - j. autres coûts facturés individuellement;
  - k. taxes et prestations fournies à des collectivités publiques<sup>7</sup>;
  - l. impôts directs;
  - m. coûts pour les systèmes de commande et de réglage intelligents, y compris rétributions;
  - n. coûts des mesures novatrices, et
  - o. coûts de sensibilisation dans le domaine de la réduction de la consommation.
- (2) Les autres recettes doivent être déduites des coûts imputables.
- (3) Des informations détaillées concernant les coûts imputables et la répartition des coûts figurent dans le document de la branche de l'AES «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH» (SCCD – CH).

<sup>7</sup> Celles-ci ne représentent pas des coûts de réseau imputables, mais ils font toutefois partie des rémunérations pour l'utilisation du réseau.



## 4.2 Principes fondamentaux de l'imputation des coûts

- (1) L'imputation des coûts à prendre en considération pour l'utilisation du réseau se fait de deux manières:
  - Imputation des coûts selon le modèle de la répercussion (répercussion des coûts);
  - Imputation des coûts selon d'autres critères.
- (2) Le tableau 1 définit quelles catégories de coûts sont imputées selon le modèle de la répercussion et lesquelles sont imputées selon d'autres critères.

Catégorie de coûts	Imputation des coûts selon le modèle de la répercussion	Imputation des coûts selon d'autres critères
Coûts de capital calculés des réseaux (infrastructure des réseaux)	X	
Coûts d'exploitation des réseaux	X	
Coûts des réseaux des niveaux supérieurs	X	
Coûts des services-système (SDL) du gestionnaire du réseau de transport		X
Coûts des systèmes de mesure et d'information		X*
Coûts des systèmes de commande et de réglage intelligents	X	
Coûts administratifs		X
Impôts directs		X
Taxes et prestations fournies à des collectivités publiques <sup>8</sup>		X**
Autres recettes		X
Dissolution des différences de couverture		X

Tableau 1 Méthode d'imputation des coûts par catégorie de coûts

\* Les coûts des systèmes de mesure et d'information qui ne sont pas engendrés directement par le consommateur final (par exemple, les mesures des IPE) peuvent être imputés selon le modèle de la répercussion.

\*\* Les coûts et les taxes qui ne peuvent pas être imputés directement le sont selon le modèle de la répercussion .

### 4.2.1 Imputation des coûts selon le modèle de la répercussion (répercussion des coûts)

- (1) Dans le cadre du modèle de la répercussion, les coûts à répartir sont imputés – sur la base des valeurs énergétiques et de puissance sur chaque niveau de réseau – aux consommateurs finaux et aux GRD d'un niveau de réseau directement raccordés ainsi qu'aux consommateurs du niveau de réseau en aval (voir art. 16, al. 1 OApEI).
- (2) Les GRD en aval doivent informer le GRD en amont des valeurs d'énergie brute et d'autres valeurs relatives à l'énergie éventuellement nécessaires. Les coûts à répercuter d'un niveau de réseau résultent de l'addition des coûts répercutables de ce niveau de réseau (coûts répercutables N) et des coûts répercutés du niveau de réseau en amont de la propre entreprise ou de ceux facturés par le GRD en amont (coûts répercutables N-1).

<sup>8</sup> Celles-ci ne représentent pas des coûts de réseau imputables, mais ils font toutefois partie des rémunérations pour l'utilisation du réseau.





- (3) Les coûts répercutables sont inscrits dans un centre de coûts (auxiliaire) ( $CC_N$ ). Sur le même centre, on inscrit également des coûts répercutés par le niveau de réseau en amont (partie venant de  $CC_{N-1}$ ).
- (4) Pour la répercussion des coûts, les coûts du centre de coûts N sont imputés conformément à la formule de répercussion préalablement définie d'une part sur l'unité d'imputation «consommateurs finaux du niveau de réseau N ( $CF_N$ )», et d'autre part sur le centre de coûts «niveau de réseau N+1 ( $CC_{N+1}$ )». La figure 14 illustre la procédure par l'exemple du niveau de réseau N. La procédure à suivre si plusieurs GRD sont impliqués est traitée au chapitre 5.

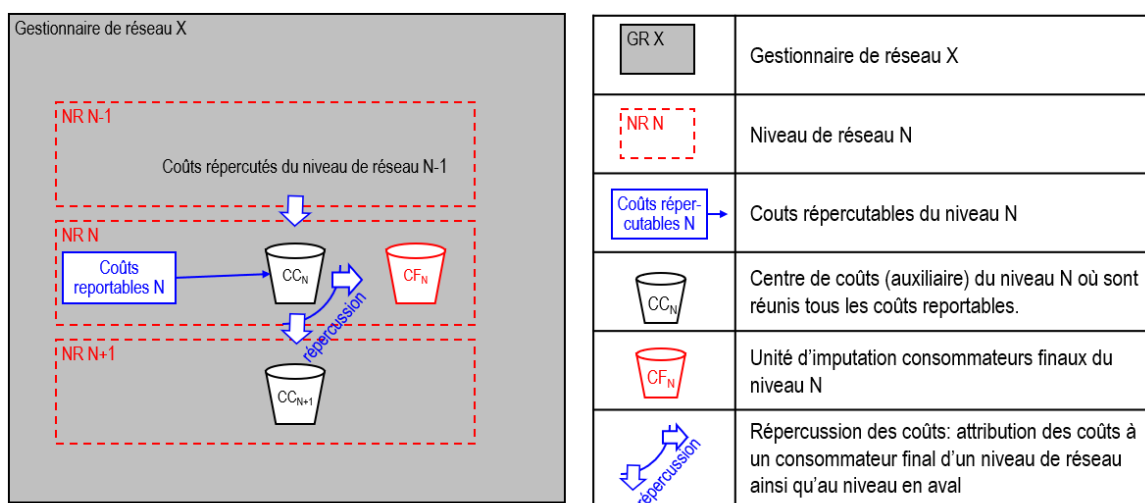


Figure 14 Répercussion des coûts à l'exemple du niveau de réseau N

- (5) La répercussion des coûts est effectuée successivement depuis les niveaux propres de réseau le plus en amont (par exemple NR 3) jusqu'au niveau propre le plus en aval (par exemple NR 7). représente le principe de base de la répercussion des coûts. L'imputation des coûts est effectuée à raison de 30% selon l'énergie brute et de 70% selon la puissance nette (voir art. 16, al. 1 OApEI).
- (6) Les valeurs de puissance servant de base à l'imputation des coûts de réseau aux unités d'imputation sont constituées par la puissance nette mesurée (ou à défaut calculée) aux points d'interconnexion. En règle générale, on se base sur la valeur moyenne de la puissance maximale mensuelle du groupe concerné (consommateurs finaux d'un niveau de réseau d'une part et du niveau de réseau en aval d'autre part), voir point 4.3.2.
- (7) Les valeurs d'énergie servant de base à l'imputation des coûts de réseau aux unités d'imputation sont constituées par la consommation d'énergie brute des consommateurs finaux d'un niveau de réseau et des niveaux de réseau en aval. Si l'énergie nette s'élève à au moins 90% de l'énergie brute, il est possible d'utiliser les valeurs de l'énergie nette (voir point 4.3.3).

#### 4.2.2 Imputation des coûts selon d'autres critères (coûts directement imputables)

- (1) En plus des coûts imputés selon le modèle de la répercussion, il existe des coûts qui sont attribués sur la base d'autres critères. Il s'agit de coûts imputés aux consommateurs finaux et aux GRD d'un niveau de réseau de manière directe ou selon une clé de répartition des coûts (art. 7, al. 5 OApEI). L'imputation directe dans le cas de plusieurs GRD concernés est traitée au point 5.3.



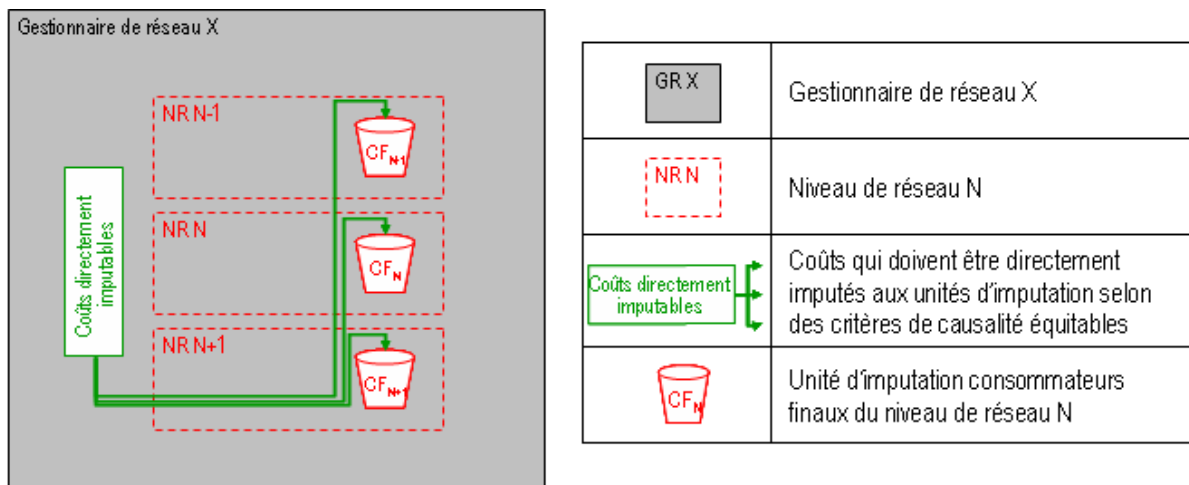


Figure 15 Imputation des coûts directement imputables aux unités d'imputation

- (2) Les critères de facturation des coûts tenant compte de la causalité doivent être fixés par écrit, avec des clés de répartition vérifiables et propres aux entreprises. Le «Schéma de calcul des coûts» de l'AES (SCCD – CH) donne des exemples de clés de répartition pour les différentes catégories de coûts.
- (3) Les prestations de services-système du réseau de transport sont directement facturées aux GRD sur la base des valeurs d'énergie brute déclarées par ces derniers. Les GRD imputent les coûts des prestations de services-système du réseau de transport directement aux unités d'imputation «consommateurs finaux du niveau de réseau N».

### 4.3 Application de la répercussion de coûts

#### 4.3.1 Calcul des coûts répercutés

- (1) Pour calculer les blocs de coûts à attribuer pour chaque niveau de réseau aux consommateurs finaux du niveau de réseau donné et aux niveaux de réseau en aval, les formules suivantes (art. 16, al. 1 OApEI) sont à utiliser:
- (2) **Première formule:** calcul du bloc de coûts répercuté par le niveau de réseau N au niveau de réseau en aval N+1:

$$KB_{N \text{ an } N+1} = (K_N + KB_{N-1 \text{ an } N}) \cdot \left[ 0.3 \cdot \left( \frac{\Sigma E_{N,N+i}}{\Sigma E_{N,N+i} + \Sigma E_{N,N}} \right) + 0.7 \cdot \sum_{Mi=1}^{12} \left( \frac{\Sigma_g P_{N,N+1,Mi}}{\Sigma_g P_{N,N+1,Mi} + \Sigma_g P_{N,N,Mi}} \right) \right]$$

- (3) **Deuxième formule:** calcul du bloc de coûts supporté par les consommateurs finaux du niveau de réseau N:



$$KB_{N \text{ an Endverbraucher}} = (K_N + KB_{N-1 \text{ an } N}) \cdot \left[ 0.3 \cdot \left( \frac{\Sigma E_{N,N}}{\Sigma E_{N,N+i} + \Sigma E_{N,N}} \right) + 0.7 \cdot \sum_{Mi=1}^{12} \left( \frac{\Sigma_g P_{N,N,Mi}}{\Sigma_g P_{N,N+1,Mi} + \Sigma_g P_{N,N,Mi}} \right) \right]$$

#### Légende des symboles:

$K_N$	Coûts répercutables du niveau de réseau N (N = 2, ..., 7)
$KB_{N \text{ an } N+1}$	Bloc de coûts répercuté par le niveau de réseau N au niveau de réseau en aval N+1
$KB_{N-1 \text{ an } N}$	Bloc de coûts répercuté par le niveau de réseau en amont N-1 au niveau de réseau N
$KB_{N \text{ an Endverbraucher}}$	Bloc de coûts à supporter par les consommateurs finaux au niveau de réseau N
$\Sigma E_{N, N+i}$	Somme de l'énergie annuelle délivrée aux consommateurs finaux dans tous les niveaux de réseau en aval N+i (i $\square$ 1) («énergie brute»)
$\Sigma E_{N, N}$	Somme de l'énergie annuelle délivrée par le niveau de réseau N aux consommateurs finaux du niveau de réseau N
$\Sigma_g P_{N, N+1, Mi}$	Somme des puissances simultanées du mois i (Mi) fournies au moment Tk par le niveau de réseau N au niveau de réseau en aval N+1 (Tk étant le moment de la puissance maximale du groupe)
$\Sigma_g P_{N, N, Mi}$	Somme des puissances simultanées du mois i (Mi), fournies au moment TI par le niveau de réseau N aux consommateurs finaux du niveau de réseau N (TI étant le moment de la puissance maximale du groupe)

#### 4.3.2 Détermination des valeurs de puissance pour la répercussion des coûts

- (1) La répercussion des coûts est basée sur la mesure de la puissance soutirée de l'année précédente. Les valeurs de puissance destinées à la détermination des blocs de coûts à imputer peuvent tenir compte des adaptations prévisibles (valeurs prévisionnelles). Dans la répercussion de coûts, il ne faut pas tenir compte de la puissance soutirée par des installations de pompage-turbinage, ni des besoins propres des IPE et des dispositifs de stockage d'électricité simples.
- (2) En règle générale, on utilise le procédé de la puissance maximale. Ce procédé permet de calculer les maxima de puissance par groupe de clients. On obtient alors la puissance de chaque groupe au moment de la charge maximale de l'ensemble du groupe. Les charges maximales individuelles de chaque groupe peuvent être enregistrées à des moments différents et ne doivent pas nécessairement se produire en même temps que la pointe de charge cumulée (voir exemple pour deux groupes avec des courbes de charge fictives à la figure 16).



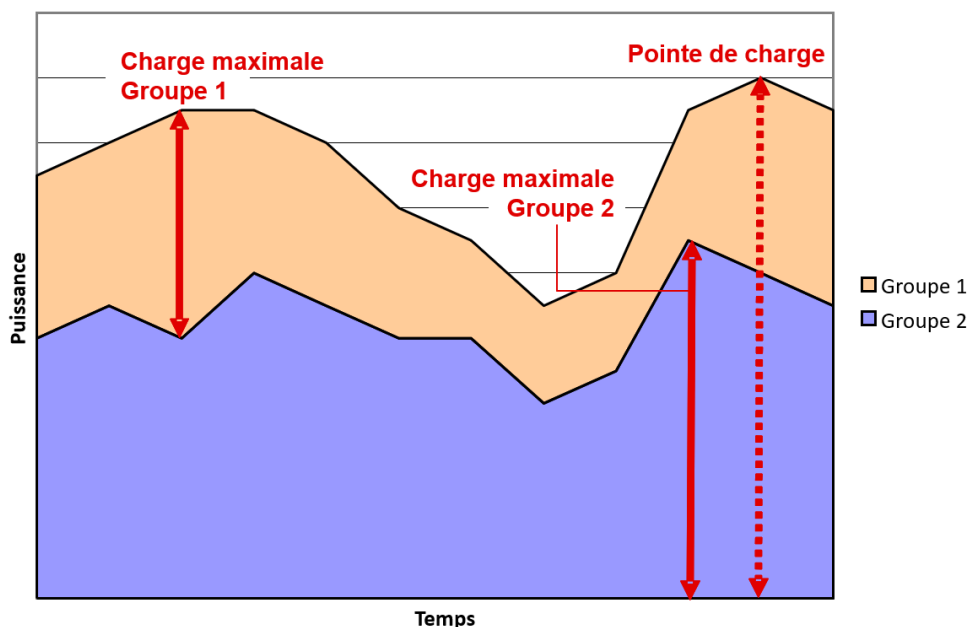


Figure 16 Méthode de la puissance maximale – courbe de charge fictive de deux groupes

- (3) Dans la formule de répercussion, la valeur de puissance se présente en tant que moyenne des douze valeurs maximales mensuelles (voir art. 16, al. 1b OApEI). Chaque valeur maximale mensuelle est basée sur la puissance maximale de tous les consommateurs finaux d'un niveau de réseau ainsi que sur la puissance maximale de tous les réseaux en aval. La puissance maximale est basée sur des mesures simultanées à intervalle d'un quart d'heure. Si les GRD impliqués se mettent d'accord sur un procédé différent pour la détermination de la puissance, ils doivent tenir compte des critères suivants:
- la répartition des coûts doit être conforme au principe de la causalité,
  - le procédé doit être insensible aux variations mineures (utilisation de puissance, variations des profils de charge, structures de groupes, événements exceptionnels),
  - il ne doit pas être influençable (doit inciter à l'optimisation globale et empêcher la manipulation),
  - il doit être pratique (faibles coûts et mise en œuvre simple),
  - il doit être transparent (traçable, compréhensible et susceptible de révision).

#### 4.3.2.1 Procédure en cas d'absence de mesure entre les niveaux de réseau

- (1) Si un GRD ne dispose pas de mesures de puissance entre niveaux de réseau au sein de son entreprise, les valeurs de puissance requises doivent être déterminées par le GRD correspondant selon des critères d'ingénierie et d'exploitation économique. Ces critères doivent être fixés d'un commun accord entre les GRD concernés. Des mesures sont prescrites entre les différents GRD.

#### 4.3.3 Détermination des valeurs d'énergie pour la répercussion des coûts

- (1) La répercussion des coûts est basée sur la mesure de l'énergie soutirée de l'année précédente. Les valeurs d'énergie destinées à la détermination des blocs de coûts à imputer peuvent tenir compte des adaptations prévisibles (valeurs prévisionnelles). Les valeurs d'énergie dans la formule de



répercussion sont des valeurs d'énergie brute. Dans la répercussion de coûts, il ne faut pas tenir compte de la quantité d'énergie requise pour l'exploitation des installations de pompage-turbinage, ni pour les besoins propres des IPE et des dispositifs de stockage d'électricité simples (art. 16, al. 1 OA-pEI).

#### 4.3.3.1 Calcul des valeurs d'énergie brute

- (1) L'énergie brute utilisée ne signifie pas l'énergie consommée par les consommateurs finaux (consommation finale), mais l'énergie délivrée par les GRD à leurs consommateurs finaux. L'énergie brute ne tient pas compte de l'énergie produite par les consommateurs finaux et consommée par eux-mêmes, et ce, peu importe que cette énergie ait été produite par un consommateur final lui-même ou par un producteur indépendant et consommée sur le lieu de la production.
- (2) Contrairement à l'énergie nette, l'énergie brute n'est pas mesurable directement au point d'interconnexion entre deux GRD.
- (3) Du point de vue du GRD N, l'énergie brute effective des niveaux de réseaux en aval est déterminée de la manière suivante:

$$\Sigma E_{N, N+i} = \Sigma E_{N+1, N+1} + \dots + \Sigma E_{N+i, N+i}$$

$\Sigma E_{N, N+i}$  Somme de l'énergie annuelle brute délivrée aux consommateurs finaux dans les niveaux de réseau en aval N+i ( $i \geq 1$ ) («énergie brute»)

$\Sigma E_{N+i, N+i}$  Somme de l'énergie annuelle délivrée aux consommateurs finaux du même niveau de réseau N+i

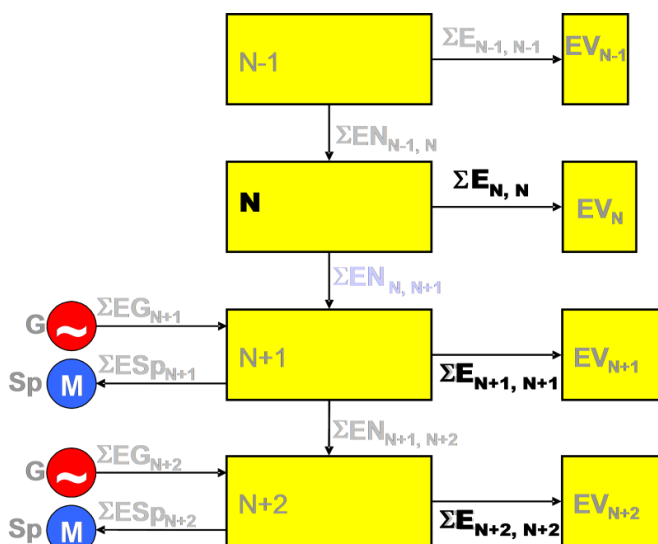


Figure 17 Calcul des valeurs d'énergie brute pour la répercussion des coûts

EV: consommateurs finaux

G: unités de production

Sp: pompes des installations de pompage-turbinage

N: niveau de réseau



- (4) Pour le processus de report des coûts, le gestionnaire du niveau de réseau N a besoin de la quantité d'énergie délivrée aux consommateurs finaux ( $\Sigma E_{N,N}$ ) par le niveau de réseau N ainsi que des quantités d'énergie délivrées aux consommateurs finaux ( $\Sigma E_{N+1,N+1}$ ) et ( $\Sigma E_{N+2,N+2}$ ) par tous les GRD en aval.
- (5) L'énergie injectée par l'IPE et celle délivrée à un dispositif de stockage d'électricité simple n'ont aucune influence sur l'énergie brute dans une zone de desserte.

## 5. Procédures entre GRD

- (1) À l'intérieur de la comptabilité analytique de chaque GRD s'appliquent les principes fondamentaux relatifs au report ou à l'imputation directe des coûts développés aux points 4.2.1 et 4.2.2. Entre les GRD, les coûts sont facturés sous forme de tarifs. Les coûts facturés via les tarifs des GRD en amont entrent, en tant que catégorie de coûts «coûts des réseaux en amont», dans le calcul des rémunérations pour l'utilisation du réseau à facturer aux réseaux en aval.
- (2) Les présents chapitres traitent des principes à respecter lors de la facturation des coûts entre les GRD. Il explique d'abord les modalités de la facturation (point 5.1). Le chapitre 5.2 donne des points de repère pour la détermination des valeurs d'énergie et de puissance servant de base à la facturation entre les GRD. Le déroulement de la facturation entre GRD est l'objet du point 5.3. Le sujet des structures de tarif dans la facturation entre les GRD est abordé au point 5.4.

### 5.1 Aspects organisationnels de l'utilisation du réseau

- (1) Les GRD publient les tarifs pour les consommateurs finaux au plus tard le 31 août de l'année précédant la validité (art. 10 OApEI et art. 12, al. 1 LApEI).
- (2) Afin que les GRD puissent déterminer et communiquer leurs tarifs d'utilisation du réseau au travers de tous les niveaux de réseau jusqu'à cette date, l'information est transmise en cascade, du niveau de réseau 1 au niveau de réseau 7. Les délais suivants sont à respecter:
 

– Annonce du WACC pour l'année tarifaire à venir par le DETEC (OFEN)	28 février
– Réseau de transport	31 mars
– Niveaux de réseau 2 et 3	30 avril
– Niveaux de réseau 4 et 5	31 mai
– Niveaux de réseau 6 et 7	30 juin
- (3) Si, à titre exceptionnel, les délais cités ne peuvent pas être respectés, le GRD concerné doit informer à temps ses GRD en aval du retard et des raisons qui l'expliquent. Les valeurs de l'année précédente peuvent être utilisées, en concertation avec le GRD en amont.

### 5.2 Valeurs d'énergie et de puissance pour la facturation entre GRD

- (1) La facturation des coûts de réseau aux GRD en aval est effectuée sous forme de tarifs de facturation calculés en fonction des coûts, sur la base des valeurs d'énergie brute effective et de la puissance effectivement soutirée par les réseaux en aval<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> Des informations pour la mesure des valeurs d'énergie et de puissance se trouvent dans le Metering Code MC – CH.



### 5.2.1 Valeurs énergétiques

- (1) Pour pouvoir facturer les coûts répercutés sur la base des valeurs d'énergie brute effective, il est nécessaire que les valeurs d'énergie nécessaire à cette opération soient communiquées au gestionnaire en amont avec la périodicité requise (par exemple mensuellement). Il est possible de facturer des coûts de réseau aux GRD en aval sur la base de valeurs de substitution lorsque les données des valeurs d'énergie brute effective ne sont pas disponibles en temps voulu.

### 5.2.2 Valeurs de puissance

- (1) Ce point explique les principes fondamentaux qui régissent la détermination des valeurs de puissance pour la facturation dans différentes configurations de réseau. Le Metering Code MC – CH contient des informations plus détaillées.
- (2) Il est possible de facturer des coûts de réseau aux GRD en aval sur la base de valeurs de substitution lorsque les valeurs de la puissance effectivement délivrée ne sont pas disponibles en temps voulu.
- (3) La valeur de puissance pertinente pour le décompte d'un GRD en aval correspond à la puissance maximale mensuelle dans le sens du soutirage, déduction faite des chroniques pouvant être déduites, dans la mesure où elles sont annoncées. Le processus exact est décrit dans le document de la branche de l'AES «SDAT – CH».

#### 5.2.2.1 Raccordement à un seul gestionnaire de réseau en amont

- (1) La mesure de la puissance doit remplir les exigences suivantes dans le cas des gestionnaires de réseaux ayant plusieurs points d'interconnexion avec un réseau d'un même gestionnaire en amont:

##### Points d'interconnexion situés au même niveau de réseau

- (2) Une mesure simultanée peut être exigée si un seul GRD est désigné comme co-contractant et interlocuteur pour tous les points de fourniture pour l'utilisation du réseau et les aspects relatifs à l'exploitation, conformément à la LApEI. Le réseau en aval doit constituer une «unité de réseau indépendante».
- (3) Une «unité de réseau indépendante» implique l'existence d'un territoire régional d'un seul tenant desservi par un GRD. Pour les mêmes caractéristiques de soutirage, les tarifs d'utilisation du réseau facturés aux utilisateurs de réseau (consommateurs finaux) d'une unité de réseau doivent être identiques.

##### Points d'interconnexion situés à différents niveaux de réseau

- (4) Si les points d'interconnexion à partir du GRD en amont sont situés à différents niveaux de réseau, une mesure simultanée aux points d'interconnexion ne peut pas être exigée.

#### 5.2.2.2 Lignes de réserve

- (1) Une mesure simultanée doit être prévue pour les lignes de réserve lorsque celles-ci sont raccordées au même réseau en amont que la ligne principale. Si le point d'interconnexion de la ligne de réserve se trouve sur un réseau tiers, une mesure simultanée ne peut pas être exigée.



### 5.2.2.3 Raccordement à plusieurs gestionnaires de réseau en amont

- (1) Lorsqu'un GRD est raccordé directement à plusieurs réseaux en amont, un risque de double charge des consommateurs finaux existe. Les GRD concernés doivent assurer par des dispositions adéquates qu'aucune double charge des consommateurs finaux ne résulte de cette situation, qui est due uniquement à la diversité des appartenances des réseaux et ne repose pas sur des coûts effectivement plus élevés (voir annexe 7).

## 5.3 Facturation entre GRD

- (1) Les chapitres suivants fournissent des approches de solution pour la facturation et la fixation de tarifs entre GRD.

### 5.3.1 Procédure lorsque tous les réseaux en aval appartiennent exclusivement à des tiers

- (1) Le GRD en amont rassemble les coûts répercutés et directement imputés dans l'unité d'imputation «GRD en aval du niveau de réseau»<sup>10</sup>. Il fixe les tarifs appliqués aux GRD en aval sur la base de cette unité d'imputation. Le GRD applique des tarifs identiques aux GRD structurellement comparables d'un même niveau de réseau (voir figure 18).

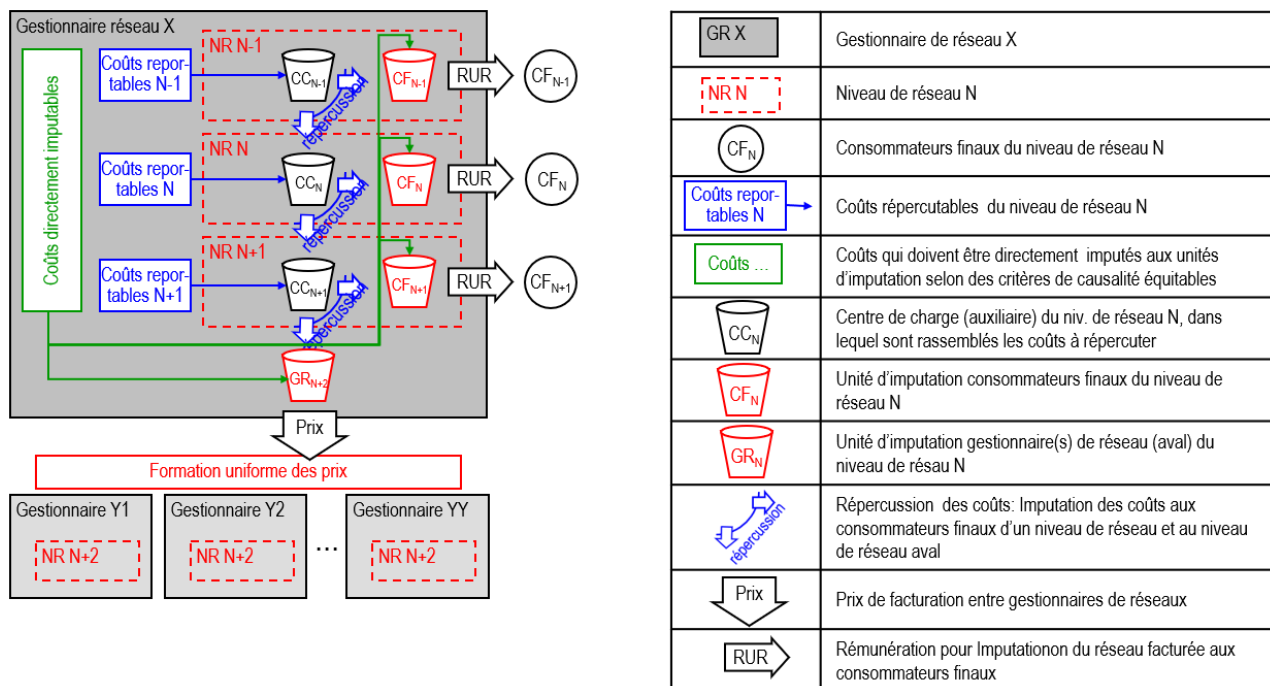


Figure 18 Facturation entre GRD lorsque tous les réseaux en aval appartiennent à des tiers

### 5.3.2 Procédure lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers

- (1) Lorsqu'au niveau de réseau en aval se trouvent des réseaux propres et des réseaux appartenant à des GRD tiers, il faut choisir une solution non discriminatoire garantissant un traitement équitable.

<sup>10</sup> Les coûts des prestations de services-système du GRT sont directement facturés à chaque GRD. Ils sont exclusivement affectés aux consommateurs finaux (unité d'imputation).



Les deux variantes qui suivent montrent des possibilités d'un traitement non discriminatoire des GRD en aval. Lorsqu'il y a un problème de pancaking, on peut appliquer d'autres variantes selon l'annexe 7.

### Variante 1: Répartition des coûts selon la formule de répercussion

- (2) Dans la première variante, la non-discrimination entre les gestionnaires propres et tiers est garantie en divisant l'unité d'imputation «réseaux en aval» (dans la figure 19 désignée par le sigle  $NB_{N+2}$ ) en deux unités d'imputation, à savoir «réseaux en aval propres» et «réseaux en aval tiers» par l'application analogique de la formule de répercussion (voir point 4.3.1). Les coûts directement imputables<sup>11</sup> ne sont pas concernés par cette démarche, puisqu'ils sont directement imputés aux consommateurs finaux propres et à l'unité d'imputation «réseaux en aval tiers».

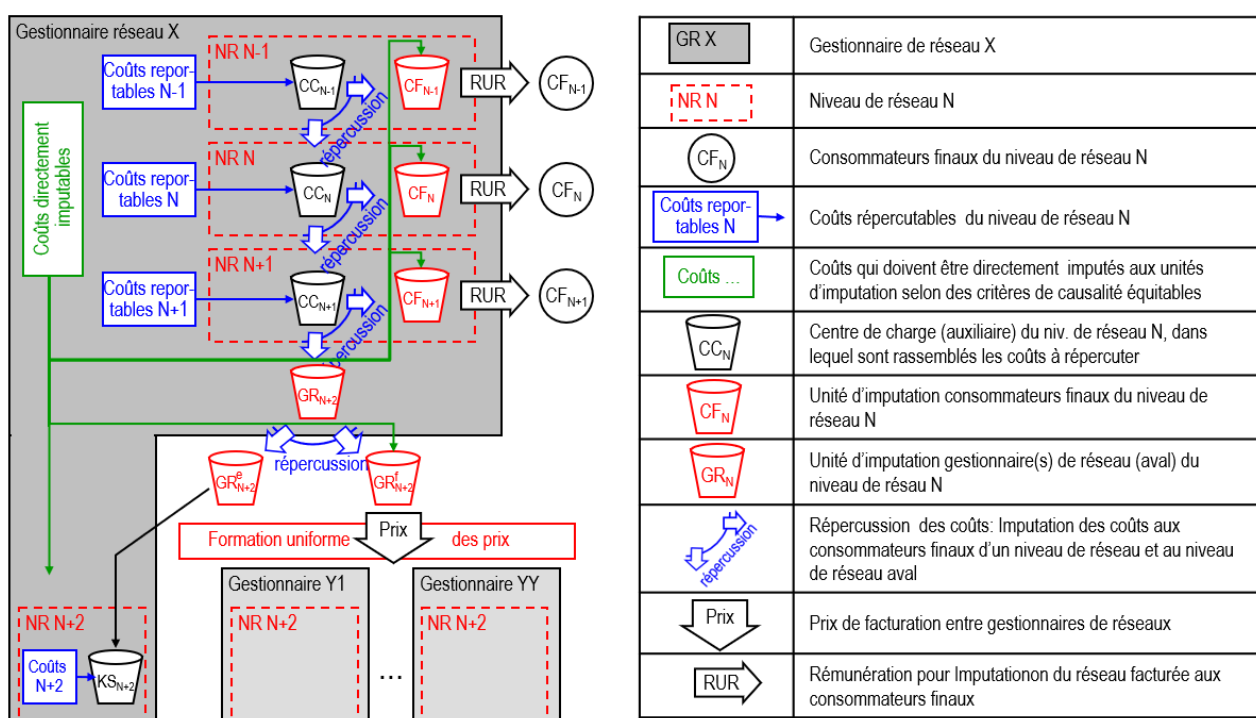


Figure 19 Facturation entre GRD lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers (variante 1: formule de répercussion)

- (3) L'unité d'imputation «réseaux en aval propres» peut continuer à servir à la répercussion interne des coûts de l'entreprise. L'unité d'imputation «réseaux en aval tiers» sert de base à la détermination des tarifs appliqués aux réseaux en aval tiers.

### Variante 2: Répartition des coûts sur la base du tarif de facturation

- (4) Dans la deuxième variante, le gestionnaire du réseau en amont traite son propre réseau en aval comme les autres réseaux en aval appartenant à des tiers et y applique pour sa facturation interne le même tarif que celui qu'il facture aux gestionnaires tiers (voir figure 20).

<sup>11</sup> Les coûts des services-système du GRT sont directement facturés à chaque GRD (voir annexe 7 «Réseaux raccordés en série ou maillés»). Ils sont exclusivement imputés aux consommateurs finaux (unité d'imputation).



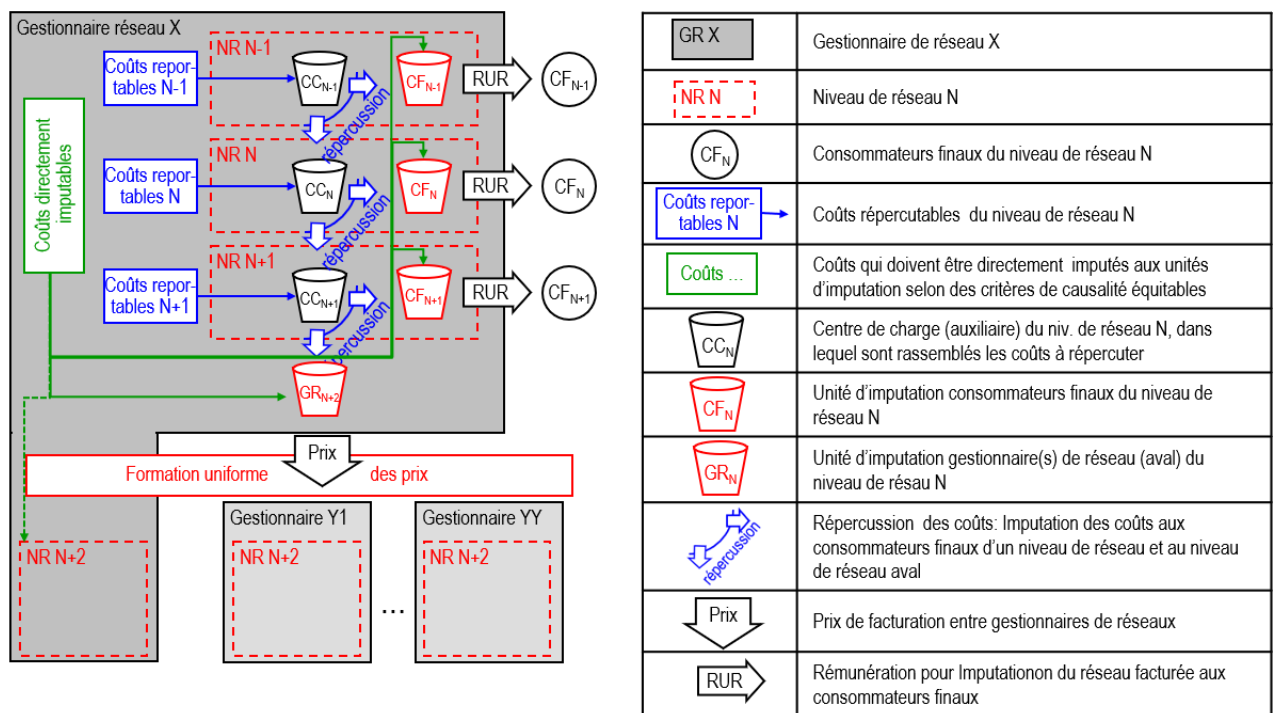


Figure 20 Facturation entre GRD lorsque les réseaux en aval appartiennent en partie en propre et en partie à des tiers

#### 5.4 Structures de tarifs appliqués aux réseaux en aval

- (1) Les GRD sont libres quant à la formation des tarifs appliqués aux gestionnaires de réseaux en aval, dans la mesure où ces tarifs sont uniformes, non discriminatoires et basés sur les coûts. Les réseaux propres et ceux de tiers doivent être traités de la même manière. Les tarifs facturés entre les GRD demeurent en règle générale valables pour un an au moins.
- (2) Le modèle ne propose pas de pondération des éléments du tarif afin de donner aux GRD la possibilité d'inciter, par la conception des tarifs, à une utilisation équilibrée du réseau. Il doit être possible, par exemple, de distinguer entre des modèles à haut et bas tarifs. Par ailleurs, une structure de tarif adaptée permet d'éviter la construction de réseaux parallèles ou de résoudre des problèmes de pan-caking.
- (3) **Remarque:** la répartition entre 70% de puissance nette et 30% d'énergie brute s'applique seulement dans le cadre de la répercussion des coûts pour répartir les coûts qui ne sont pas directement imputables sur les consommateurs finaux et les GRD en aval. Le GRD n'est pas obligé d'utiliser ces blocs de coûts en tant que composantes de puissance et de travail.

#### 5.5 Réglementations pour les réseaux pris à bail et les zones de desserte physiquement séparées

- (1) Si un GRD met à bail une zone de desserte et que cette zone de desserte est raccordée au même réseau en amont que la zone de desserte attribuée, le preneur à bail a droit à ce que les deux réseaux partiels soient traités comme un seul réseau pour ce qui est du décompte des tarifs d'utilisation du réseau et de la répercussion de l'exploitant du réseau en amont. Cela signifie que les puissances concernées doivent être considérées ensemble pour la facturation des rémunérations pour l'utilisation du réseau et pour le calcul de la puissance de répercussion.



- (2) Le droit à une considération additionnée des valeurs de puissance n'existe pas lorsqu'un GRD prend en charge la gestion de l'exploitation pour un autre GRD à titre de prestataire de services.
- (3) Si une zone de desserte d'un GRD n'est pas physiquement rattachée d'une seule pièce, mais séparée, les coûts des zones partielles doivent, selon l'EICoM, être pris en compte de manière additionnelle pour le calcul des tarifs d'utilisation du réseau, et il faut appliquer les mêmes tarifs d'utilisation du réseau dans chaque zone partielle.

## 6. Tarification du réseau et facturation

### 6.1 Bases

- (1) Les GRD sont responsables de la fixation des tarifs d'utilisation du réseau.
- (2) Les tarifs d'utilisation du réseau doivent être définis dans le cadre des prescriptions légales. Ils sont définis selon les prescriptions de la LApEI et de l'OApEI: les rémunérations pour l'utilisation du réseau doivent être versées par les consommateurs finaux pour chaque point de soutirage; les tarifs d'utilisation du réseau doivent présenter une structure simple, refléter les coûts engendrés par les consommateurs finaux (principe de causalité) et être indépendants de la distance entre le point d'injection et le point de soutirage. De plus, il faut tenir compte des principes et des prescriptions du Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution en Suisse (SCCD) lors de la fixation de l'attribution des coûts.
- (3) Les GRD possédant des zones de desserte distinctes et géographiquement séparées doivent, selon les déclarations de l'EICoM, considérer l'ensemble de leur zone d'approvisionnement désignée par le(s) canton(s) en tant que zone de desserte/réseau unique au sens de la LApEI<sup>12</sup>. La solidarité des prix s'applique alors sur l'ensemble du réseau du GRD, qui doit calculer des tarifs uniformes.
- (4) Lors de la définition des tarifs d'utilisation du réseau, le GRD doit garantir l'égalité de traitement de ses consommateurs finaux et GRD raccordés. Les tarifs d'utilisation du réseau au sein d'un groupe de clients d'un niveau de tension doivent être homogènes. Une différenciation des consommateurs finaux en groupes de clients est possible, voire nécessaire pour garantir l'imputation des coûts conformément au principe de causalité. La différenciation est basée sur les niveaux de réseau et le profil de soutirage du consommateur. De plus, il est également possible de distinguer les biens-fonds utilisés ou non à l'année et d'interrompre la fourniture à des dispositifs de consommation par le GRD.
- (5) Les tarifs d'utilisation du réseau doivent tenir compte des objectifs d'efficacité de l'infrastructure de réseau et d'utilisation de l'électricité (art. 14, al. 3, let. e LApEI).
- (6) La somme des recettes issues des rémunérations pour l'utilisation du réseau facturées ne doit pas dépasser les coûts imputables ni les coûts pour les taxes et les prestations. Les différences entre les recettes réalisées et les coûts imputables doivent être inscrites comme des différences de couverture. Les excédents réalisés dans le passé doivent être compensés dans l'avenir. En conséquence, les déficits de couverture peuvent aussi être compensés dans les années suivantes.

---

<sup>12</sup> Voir le communiqué de l'EICoM «Tarifs des zones de desserte morcelées d'un même gestionnaire de réseau» (novembre 2015)



## 6.2 Prescriptions pour la détermination des tarifs d'utilisation du réseau pour les consommateurs finaux dans les réseaux de distribution

- (1) Tous les consommateurs finaux sur des niveaux de tension inférieurs à 1 kV, dans des biens-fonds occupés à l'année et présentant une consommation annuelle inférieure ou égale à 50 MWh doivent constituer un groupe de clients (groupe de clients de base). Le tarif pour ce groupe de clients est dorénavant nommé «tarif standard» afin de le distinguer d'éventuels tarifs optionnels pour ces clients.
- (2) Il est en outre prescrit que le tarif standard du groupe de clients de base doit présenter une composante de travail (ct./kWh) non dégressive de 70% au minimum.
- (3) Pour les consommateurs finaux du niveau de réseau 7 avec une consommation annuelle > 50 MWh, les tarifs peuvent être fixés par le GRD dans le cadre des prescriptions de la LApEI et de l'OApEI.
- (4) En pratique, la combinaison des prescriptions de l'art. 18, al. 2 et 3 OApEI conduit généralement à former le tarif standard à partir d'un tarif de base (CHF/a) et d'une composante de travail (ct./kWh), cette dernière suivant un tarif simple ou double selon l'infrastructure de mesure disponible. La composante de travail doit alors générer au moins 70% de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour ce groupe de clients.
- (5) Par ailleurs, il est possible de proposer des options tarifaires également aux clients bénéficiant du tarif standard, par exemple avec le passage du tarif simple au tarif double. D'autres tarifs peuvent également être proposés en plus, qui comportent par exemple – dans le cas où la puissance est mesurée (systèmes de mesure intelligents p. ex.) – une composante de puissance et une composante de travail de moins de 70%. Les tarifs optionnels doivent également respecter les prescriptions légales selon l'art. 14 LApEI. Il faut veiller à ce que le client choisisse probablement une option tarifaire uniquement lorsqu'elle lui est plus favorable que le tarif standard.
- (6) Dans le cas où des tarifs optionnels sont proposés, il est recommandé de fixer leur durée de validité à un an, comme pour les autres tarifs d'utilisation du réseau, et d'introduire des règles au moment du choix de l'option tarifaire. Il convient par exemple, après la publication des tarifs d'utilisation du réseau au 31 août, de laisser deux mois (septembre et octobre) aux consommateurs finaux pour choisir leur option tarifaire, afin de permettre la finalisation du changement dans les systèmes en novembre et décembre pour le décompte des tarifs d'utilisation du réseau en vigueur à partir de janvier. Cela correspond au délai qui s'applique aussi aux clients avec accès au réseau.
- (7) Afin de garantir une répartition des coûts conforme au principe de causalité, il est possible d'appliquer des tarifs de base plus élevés ou, en plus de la composante de travail, des éléments de prix basés sur la puissance pour les consommateurs finaux possédant des biens-fonds n'étant pas utilisés toute l'année.
- (8) Afin de garantir l'égalité de traitement des utilisateurs de réseau présentant un profil de soutirage semblable, le GRD est autorisé à définir des critères supplémentaires pour les paramètres entrant dans la détermination de la rémunération pour l'utilisation du réseau. Cela peut, par exemple, être une puissance facturée minimale, une consommation facturée minimale, une durée minimale d'utilisation annuelle et/ou appliquer des majorations lorsque ces valeurs ne sont pas atteintes. De telles adaptations sont des composantes de l'utilisation du réseau et sont à intégrer dans le total des rémunérations pour l'utilisation du réseau. Pour le tarif standard du groupe de clients de base, il est en outre imposé qu'il faut facturer une composante de travail (ct./kWh) non dégressive d'au moins 70%.



- (9) Selon les *Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050* de l'EiCom, les dispositifs de recharge pour l'électromobilité avec une consommation annuelle inférieure à 50 MWh sont à considérer aussi comme des biens-fonds utilisés toute l'année; ils tombent donc dans le groupe de clients de base. Si la consommation annuelle dépasse 50 MWh, d'autres tarifs sont possibles, voir Tarifs optionnels au point 6.2 (6)

### **6.3 Traitement des coûts de mesure dans les tarifs d'utilisation du réseau pour les réseaux de distribution**

- (1) Le propriétaire de l'installation tient gratuitement à la disposition du GRD la place nécessaire à l'installation des dispositifs de mesure. Les coûts d'installation en termes de construction, y compris le tableau de mesure, sont à la charge du propriétaire.
- (2) Les coûts d'acquisition et les coûts récurrents pour les dispositifs de mesure, y compris concernant leur montage et démontage ainsi que les coûts de communication pour les systèmes de mesure intelligents, sont à la charge du GRD et sont facturés au moyen du tarif d'utilisation du réseau. Le prélèvement de taxes ou de tarifs dépendant directement du dispositif de mesure (p. ex. prix de base s'appliquant spécifiquement aux Smart Meters) n'est pas autorisé. Un prix de base peut toutefois continuer d'être prélevé.
- (3) Si l'utilisateur du réseau cause ou demande le montage de dispositifs de mesure supplémentaires qui ne sont pas nécessaires d'un point de vue réglementaire<sup>13</sup>, les coûts sont à sa charge.
- (4) Si des dispositifs de mesure sont démontés pour constituer un regroupement dans le cadre de la consommation propre, ces coûts peuvent, selon l'art. 17, al. 4 LENE, être facturés directement au(x) propriétaire(s) foncier(s).
- (5) S'il n'existe aucune possibilité économiquement ou techniquement acceptable d'installer un dispositif de mesure, on peut avoir recours, exceptionnellement, à des solutions individuelles sur la base d'une facturation forfaitaire. Cela vaut par exemple pour les applications d'automates à billets, d'amplificateurs de lignes, de candélabres, de miroirs chauffants ou d'espaces publicitaires numériques.

### **6.4 Validité du tarif et obligation de publier**

- (1) Les tarifs d'utilisation du réseau, la somme annuelle des rémunérations pour l'utilisation du réseau ainsi que les tarifs de l'électricité pour les consommateurs au bénéfice de l'approvisionnement de base de même que toutes les taxes et prestations fournies à des collectivités publiques doivent être publiés au plus tard le 31 août de l'année précédant leur entrée en vigueur (art. 12, al. 1 LApEI, art. 10 OApEI).
- (2) Les tarifs de l'utilisation de réseau appliqués aux consommateurs finaux restent inchangés durant au moins une année.
- (3) Vis-à-vis des consommateurs finaux avec approvisionnement de base, les augmentations et les baisses des tarifs d'utilisation du réseau doivent être justifiées (voir art. 4b, al. 2 OApEI, les tarifs d'utilisation du réseau font partie des tarifs d'électricité). La justification vis-à-vis des consommateurs finaux doit être communiquée à l'EiCom au 31 août de l'année précédant leur entrée en vigueur.

<sup>13</sup> Par exemple, mesure séparée de caves ou d'entrepôts.



## 6.5 Éléments de facturation aux consommateurs finaux

- (1) En principe, le GRD est libre de répercuter ou non sur les consommateurs finaux la rétribution pour les services-système généraux et le supplément sur la rémunération versée pour l'utilisation du réseau de transport (supplément réseau). La rétribution pour les services-système généraux ne doit alors pas obligatoirement figurer séparément sur la facture. Les taxes et prestations fournies à des collectivités publiques peuvent être prélevées conformément aux dispositions du contrat de concession ou aux prescriptions spécifiques cantonales ou communales.
- (2) Sur demande du consommateur final, le GRD adresse la facture pour l'utilisation du réseau au fournisseur d'énergie. Le consommateur final reste néanmoins responsable du paiement de la rémunération pour l'utilisation du réseau (art. 9 OApEI).
- (3) Si un GRD facture les taxes et prestations fournies à des collectivités publiques et qu'il répercute le supplément sur la rémunération versée pour l'utilisation du réseau de transport (supplément) sur les consommateurs finaux, ces éléments doivent figurer séparément sur la facture. La rémunération pour le tarif de prestations de services-système de la société nationale du réseau de transport peut soit être intégrée dans le tarif d'utilisation du réseau, soit figurer aussi séparément sur la facture.
- (4) Si le GRD livre aussi de l'énergie au consommateur final, cela doit apparaître séparément sur la facture. L'EICom a fixé des règles détaillées concernant la facturation dans sa directive 1/2014.

## 6.6 Valeurs d'énergie et de puissance pour la facturation aux consommateurs finaux

- (1) Pour l'énergie, la valeur décisive est celle de l'énergie fournie au consommateur final.
- (2) La valeur de puissance décisive pour la facturation de l'utilisation du réseau peut être par exemple la puissance de raccordement, la puissance maximale mesurée (parmi des moyennes sur 15 min, p. ex.) auprès du consommateur final durant une certaine période (par exemple mois ou année) ou une puissance de facturation minimale<sup>14</sup>.

### 6.6.1 Traitement des consommateurs finaux avec plusieurs points d'interconnexion

- (1) Pour un consommateur final avec plusieurs points d'interconnexion constituant une unité géographique et économique, il est possible de cumuler virtuellement les points de mesure si, en exploitation normale, les points d'interconnexion du consommateur final sont rattachés à un même câble souche du réseau du GRD (voir annexe 4).

## 6.7 Approvisionnement de remplacement par le GRD

- (1) Si un consommateur final ayant accès au réseau a oublié de régler à temps, par contrat, sa fourniture d'électricité ou que son fournisseur vient à manquer, le GRD est tenu de garantir un approvisionnement de remplacement. Les conditions de celui-ci, telles que la durée minimale du contrat, peuvent être réglées dans un contrat, dans les conditions générales ou dans les règlements. La formation des prix pour l'approvisionnement de remplacement n'est pas régulée. Selon le CO, l'EICom a toutefois la possibilité d'intervenir si les conditions sont abusives [voir rapport explicatif LApEI, p. 30]. Lorsque l'approvisionnement de remplacement prend fin, les prescriptions du GRD doivent être respectées, au minimum le délai pour le changement de fournisseur, qui est d'au moins 10 jours ouvrés.

<sup>14</sup> Par exemple au moins 60% de la puissance demandée.





## Annexe 1 : Nomenclature du raccordement au réseau

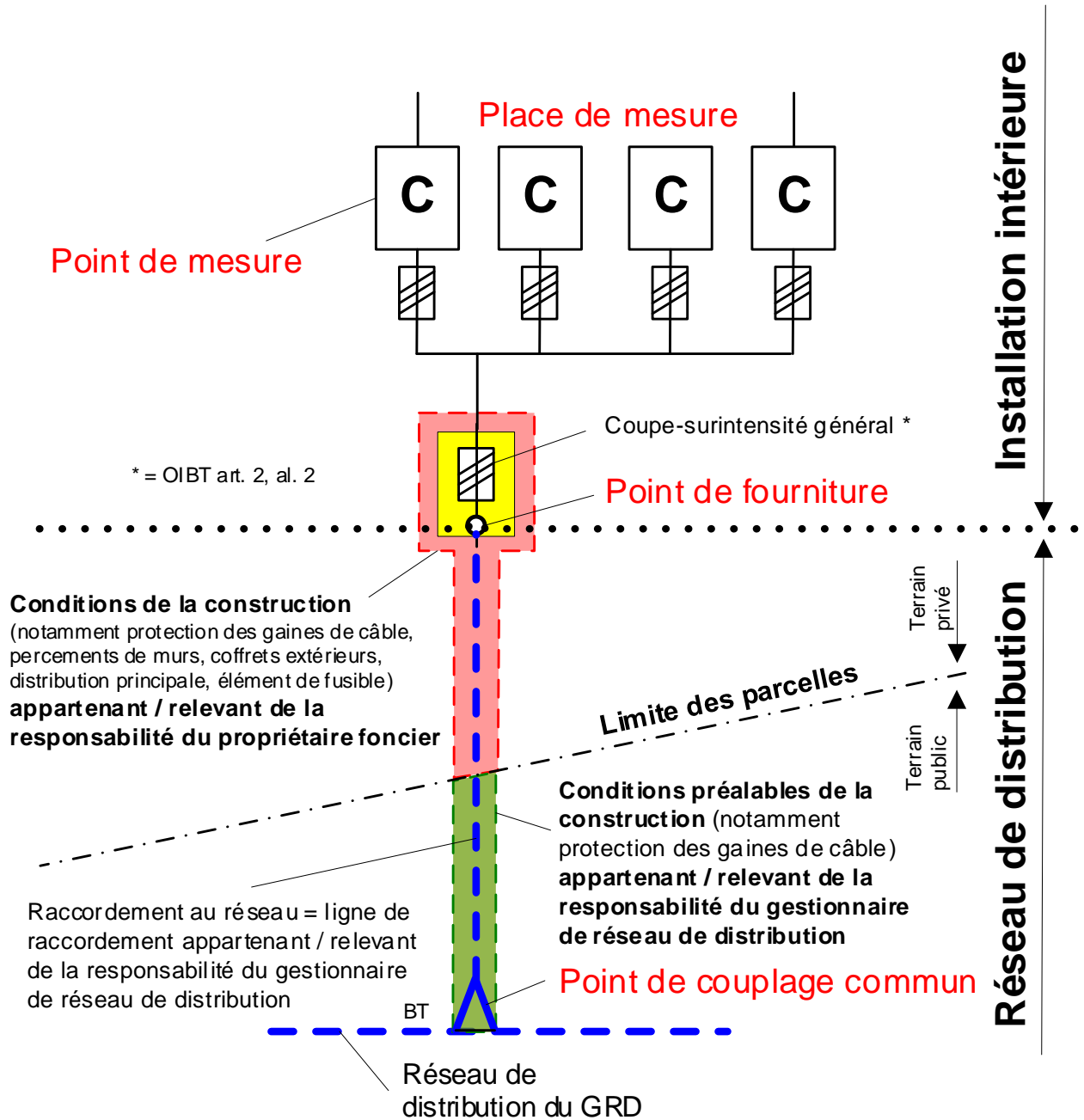


Figure 21 Nomenclature conforme aux conditions techniques de raccordement AES (Prescriptions des distributeurs d'électricité)



## **Annexe 2 : Attribution des niveaux de réseau dans le réseau de distribution**

### **2.1 Attribution des utilisateurs de réseau et des GRD aux niveaux de réseau**

- (1) L'attribution de niveaux de réseau s'applique aux utilisateurs du réseau et aux GRD. On distingue entre raccordement au réseau et utilisation du réseau. L'utilisation du réseau n'est possible qu'aux niveaux de réseau de distribution 3, 5 et 7.
- (2) Afin d'éviter des transferts de propriété lors du raccordement au réseau, les raccordements aux réseaux existants aux niveaux 2, 4 et 6 sont tolérés. Pour des nouveaux raccordements et le renouvellement de raccordements existants, les points de raccordement doivent être situés aux niveaux de réseau de distribution 3, 5 et 7.
- (3) L'attribution des utilisateurs du réseau et des GRD aux niveaux de réseau n'est possible, indépendamment des rapports de propriété du raccordement de réseau, qu'aux niveaux de réseau 3, 5 et 7. Les points suivants donnent des exemples de réalisation pour différentes configurations.

### **2.2 Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau**

- (1) Le niveau de réseau pour la facturation des tarifs d'utilisation du réseau des utilisateurs du réseau et des GRD est déterminé par l'emplacement du point de fourniture. Le point de couplage commun est déterminé par le GRD sur la base de critères techniques et politico-économiques fixés à l'avance et de manière non discriminatoire.
- (2) Le point de fourniture est en règle générale situé à la limite de propriété entre les installations électriques du GRD et celles de l'utilisateur du réseau ou du GRD en aval.



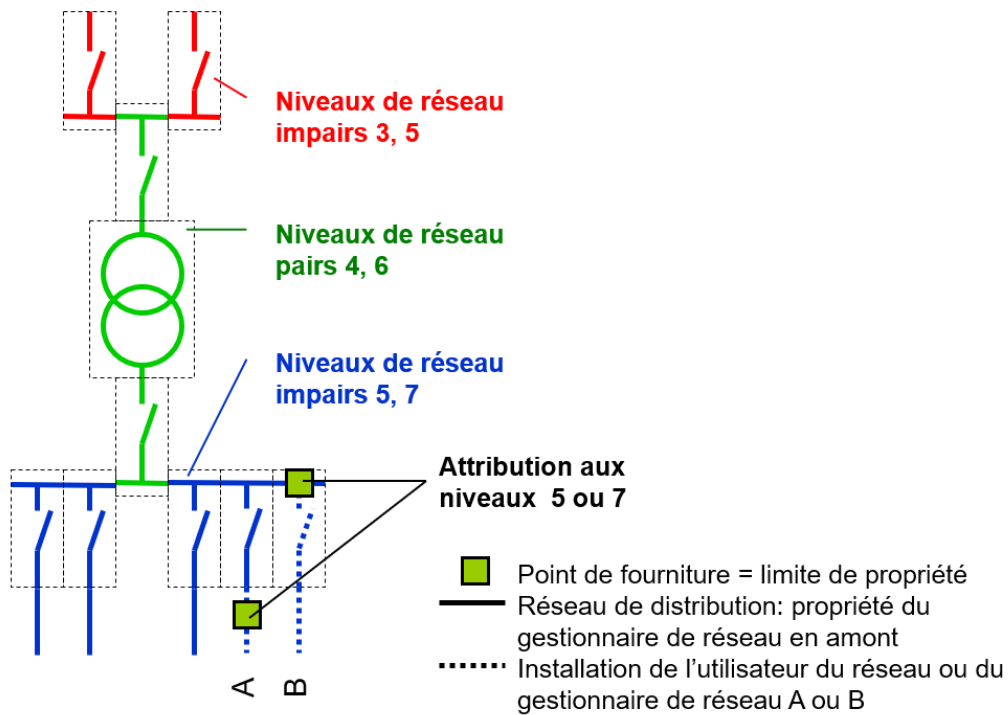


Figure 22 Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau 3 à 7

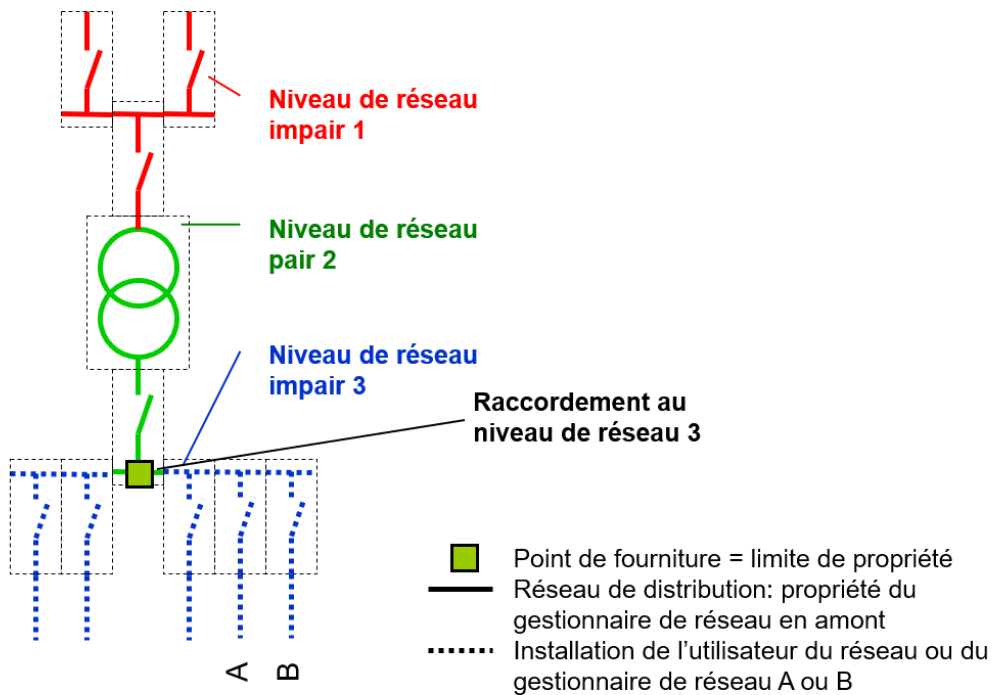


Figure 23 Cas général de l'attribution aux niveaux de réseau 1 à 3



### 2.3 Approches de solution en cas d'exception à la règle dans le réseau de distribution (raccordements existants)

- (1) Lorsque le point de couplage commun de l'utilisateur du réseau ou du GRD en aval se situe en aval d'une station de transformation qui lui est exclusivement destinée ou si le GRD en amont n'exploite pas d'autres lignes propres en aval, la limite de propriété peut se situer à l'interface avec le niveau de transformation 2, 4 ou 6 (voir figures 24 et 25). L'utilisateur du réseau ou le GRD en aval doit s'entendre avec le GRD en amont et lui faire savoir s'il sollicite l'utilisation du niveau de réseau supérieur ou inférieur. Dans tous les cas, il faut assurer un traitement non discriminatoire de chaque utilisateur du réseau ou GRD en aval.
- (2) Cette solution n'est pas applicable à la limite des niveaux de réseau 1 et 2.

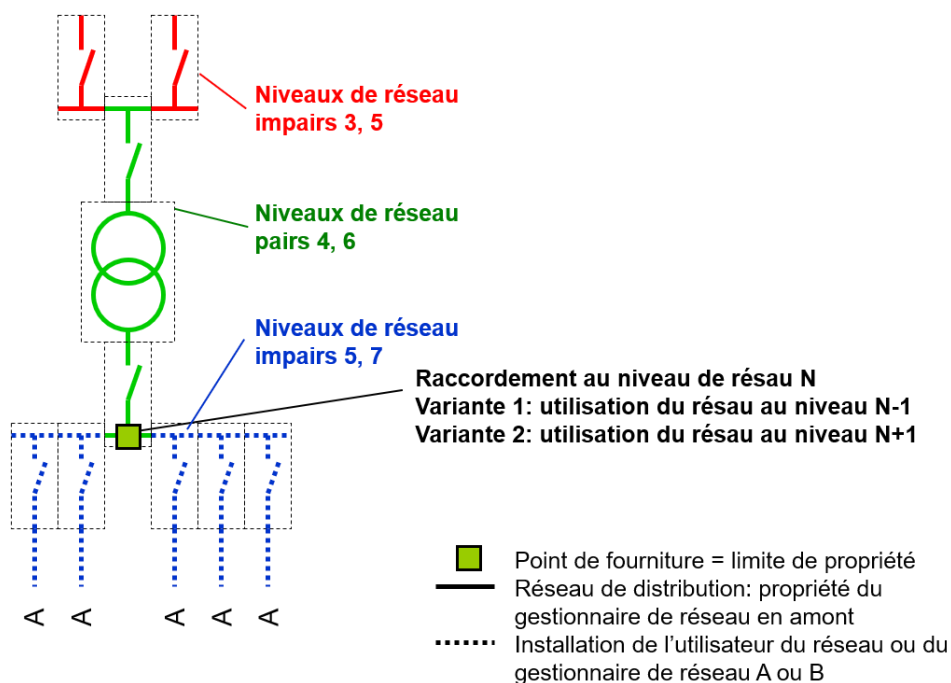


Figure 24 Cas exceptionnel d'attribution aux niveaux de réseau 3 à 7



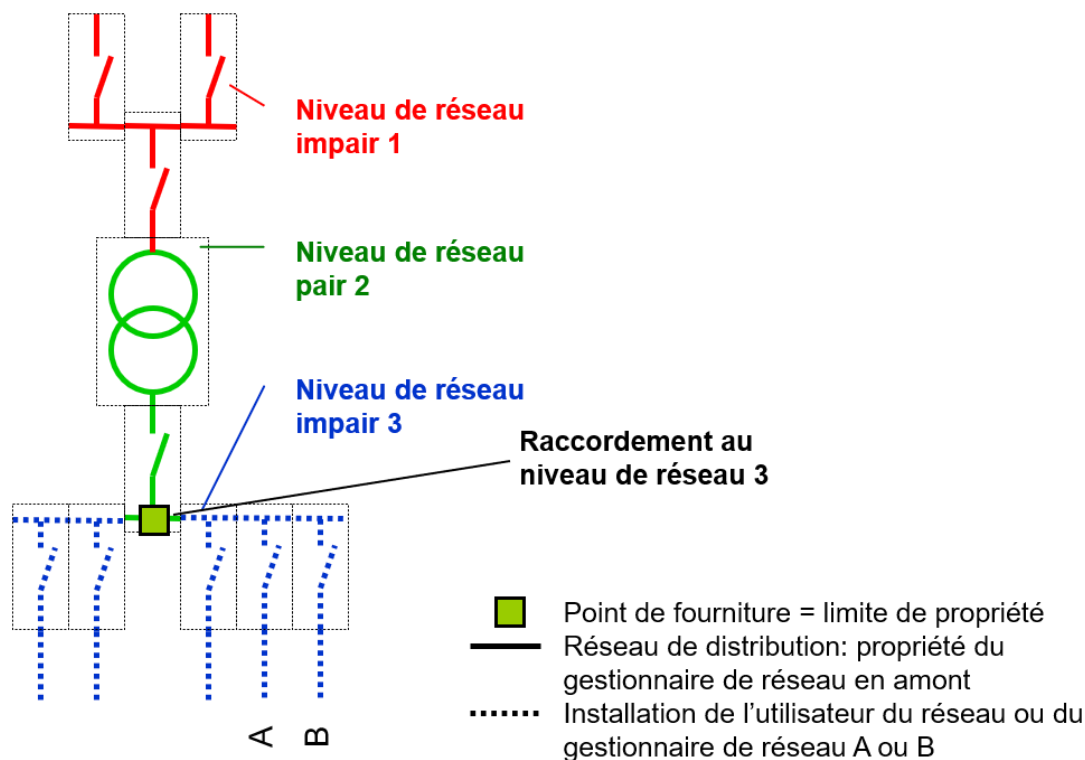


Figure 25 Cas exceptionnel d'attribution aux niveaux de réseau 1 à 3

- (3) Les utilisateurs du réseau ou les GRD en aval raccordés à un niveau N pair de réseau («niveau de transformation») se mettent d'accord avec le GRD en amont pour savoir si l'attribution est faite au niveau de ligne inférieur N+1 ou supérieur N-1. La compensation mutuelle de la différence de niveaux de réseau entre le raccordement au réseau et l'utilisation du réseau doit tenir compte du principe de solidarité et être non discriminatoire (pas de modèle de point à point).
- (4) Cette solution n'est pas applicable à la limite des niveaux de réseau 1 et 2.

#### 2.4 Utilisation du réseau au niveau de réseau N-1

- (1) Si l'utilisateur du réseau ou le GRD en aval est attribué au niveau de réseau supérieur N-1 pour l'utilisation du réseau, il paie l'utilisation pour le niveau de réseau N-1 plus sa quote-part aux coûts moyens du GRD en amont pour le niveau de réseau N (pas de modèle de point à point).



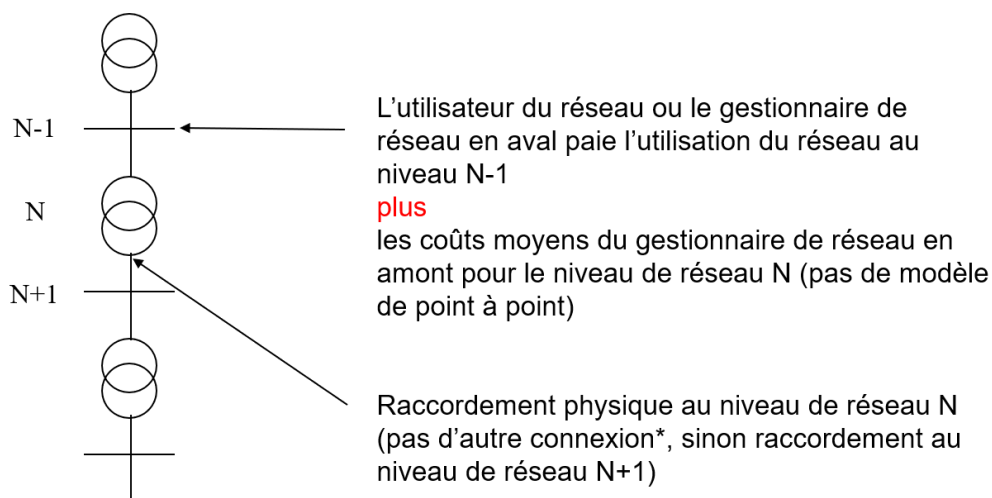


Figure 26 Raccordement au niveau de réseau N – utilisation du réseau au niveau N-1

\* Une connexion enclenchable qu'il est possible de manœuvrer en tout temps ou sans interruption doit être considérée comme une connexion existante, même si elle est interrompue en service normal.

(2) Cette solution n'est pas applicable à la limite des niveaux de réseau 1 et 2.

## 2.5 Utilisation du réseau au niveau de réseau N+1

(1) Si l'utilisateur du réseau ou le GRD en aval est attribué au niveau de réseau inférieur N+1 pour l'utilisation du réseau, il paie l'utilisation pour le niveau de réseau N+1 moins sa quote-part aux coûts moyens du niveau de réseau N+1, ces derniers étant calculés selon les coûts moyens de tous les utilisateurs du réseau reliés à ce niveau de réseau N+1 en exploitation normale (pas de modèle de point à point).

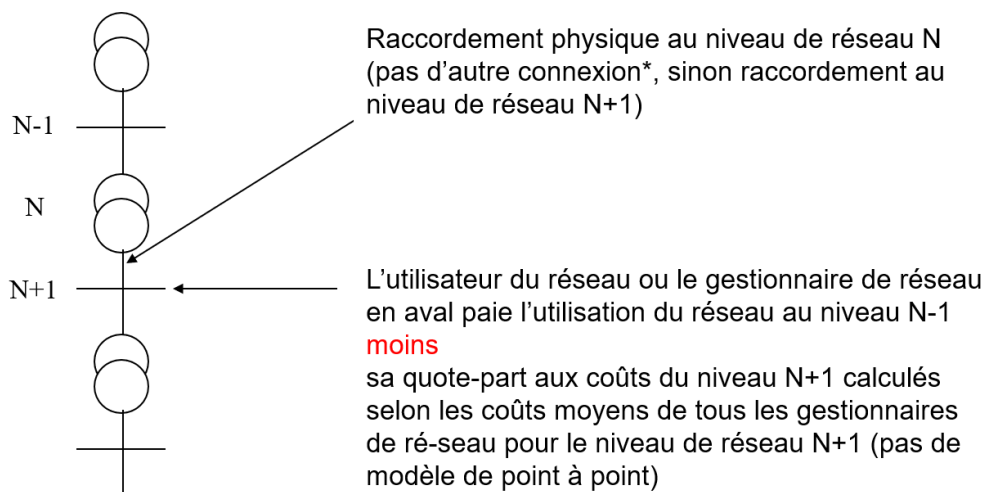


Figure 27 Raccordement au niveau de réseau N – utilisation du réseau au niveau N+1

\* Une connexion enclenchable qu'il est possible de manœuvrer en tout temps ou sans interruption doit être considérée comme une connexion existante, même si elle est interrompue en service normal.

(2) Cette solution n'est pas applicable à la limite des niveaux de réseau 1 et 2.



## **Annexe 3 : Construction d'un réseau parallèle / changement de raccordements au réseau**

### **3.1 Coûts en cas de changement de raccordement**

- (1) Conformément à l'art. 5, al. 5 LApEI, le GRD est autorisé, en cas de déplacement de raccordement, à réclamer au bénéficiaire du raccordement un dédommagement au prorata des coûts de capital des installations qui ne sont plus ou que partiellement utilisées ainsi qu'un dédommagement temporaire pour la perte de rémunérations pour l'utilisation du réseau.
- (2) Outre les coûts directement liés à l'établissement et au démontage du raccordement (voir section 3.2), le dédommagement au prorata des coûts de capital des installations qui ne sont plus ou que partiellement utilisées comprend également les installations du réseau général du GRD qui:
  - sont en amont du raccordement du bénéficiaire au sens des flux de puissance réels dans le réseau,
  - ne sont pas totalement amortis,
  - remplissent une des deux conditions suivantes:
    - a) une partie importante (au moins 20%) de la capacité de ces installations ou de la zone de desserte concernée a été utilisée dans le passé par le bénéficiaire du raccordement ou lui a été réservée et ne servira pas dans un avenir plus ou moins proche (3 ans) à l'approvisionnement d'autres consommateurs finaux,
    - b) le démontage au moins partiel de ces installations a lieu directement à la suite de la suppression du raccordement, dans un délai maximal de 3 ans ou est prévu dans ce délai.
- (3) La part des coûts de capital à supporter est déterminée sur la base de la valeur résiduelle existante au moment de la suppression du raccordement au réseau.
- (4) Une compensation éventuelle de la perte de rémunérations pour l'utilisation du réseau:
  - a seulement lieu si les rémunérations pour l'utilisation du réseau (tarifs) des clients restants au niveau de réseau concerné augmentent au moins de 5% du fait de la suppression du raccordement dans des conditions par ailleurs inchangées ou si la somme des rémunérations pour l'utilisation du réseau encaissées par le GRD pour le niveau concerné diminue d'au moins 5%,
  - s'applique au maximum sur 5 ans, en tenant compte d'une augmentation annuelle tolérable d'au moins 3% des coûts imputés aux autres utilisateurs du réseau (dans des conditions inchangées par ailleurs).
- (5) Lors de la détermination de la perte de rémunération pour l'utilisation du réseau, il faut tenir compte de la diminution des coûts résultant d'éventuelles recettes réalisées par le GRD du fait du dédommagement au prorata des coûts de capital selon les points 2 et 3 du présent chapitre.
- (6) Dans la détermination de ses coûts de réseau, le GRD doit tenir compte de la diminution des coûts réalisée grâce au paiement, conformément aux points 2 et 5 du présent chapitre.

### **3.2 Critères d'évaluation de l'efficacité globale**

- (1) Une augmentation de l'efficacité globale (au sens de l'économie nationale) du réseau de tous les GRD concernés par un changement de raccordement ou par un raccordement supplémentaire est à supposer dans les cas suivants:



- a) si les coûts causés directement par la poursuite de l'utilisation ou par l'extension du raccordement à supprimer, ou à prévoir dans ce contexte dans un avenir plus ou moins proche (max. 5 ans), sont supérieurs aux coûts de l'établissement, de la modernisation ou de l'extension du raccordement destiné à assurer désormais l'approvisionnement du bénéficiaire du raccordement. Outre les coûts directs du raccordement, il faut également tenir compte des dispositions éventuellement nécessaires sur le réseau général ainsi que des rémunérations pour l'utilisation du réseau à payer par les GRD concernés à des GRD tiers,
  - b) si les coûts nécessaires au maintien du raccordement et ceux causés par la future modernisation des réseaux existants en tenant compte de la charge actuelle et escomptée à l'avenir dans le cas de la conservation du raccordement au réseau actuel sont à long terme supérieurs au maintien de la configuration actuelle.
- (2) Lors du calcul des coûts imputables, il faut déduire les coûts facturés individuellement ainsi que les éventuels dédommagements au bénéficiaire du raccordement, conformément à l'annexe 3.1.

### **3.3 Modification de raccordements pour des regroupements dans le cadre de la consommation propre**

- (1) Lors de la création d'un regroupement dans le cadre de la consommation propre, il existe une obligation de raccordement pour le GRD. Si la création du regroupement nécessite de modifier des raccordements, par exemple de les fusionner, l'intégralité des coûts et les investissements non amortis (art. 3, al. 2<sup>bis</sup> OApEI) sont à la charge du propriétaire foncier concerné, conformément à l'art. 17, al. 4 LEne.
- (2) Lors de travaux de transformation ou de renforcements du réseau, les règles de facturation des contributions de raccordement au réseau et des contributions aux coûts du réseau sont celles de la pratique habituelle du GRD.



## Annexe 4 : Regroupement de plusieurs points de mesure

- (1) Les critères pour le regroupement technique pour la mesure de plusieurs points de fourniture (virtuels ou physiques) s'appliquent exclusivement à la détermination des valeurs mesurées pour la facturation. La détermination du droit à l'accès au marché d'après l'art. 11 OApEI, selon les critères de l'entité géographique et économique, s'applique aussi avec l'agrégation des points de fourniture. À l'inverse, seuls les points de fourniture qui constituent une unité économique et géographique peuvent être agrégés.
- (2) En règle générale et pour autant que le propriétaire foncier demande cette agrégation, il doit supporter les coûts supplémentaires qui en découlent.
- (3) Le regroupement de la mesure de plusieurs points de fourniture est possible si toutes les conditions suivantes sont remplies:
  - Les installations du consommateur final concerné ou du gestionnaire de RFE sont équipées de manière adéquate quant aux instruments de mesure.
  - Les points de fourniture doivent constituer une unité économique et géographique (art. 11 OApEI).
  - Les points de fourniture doivent être raccordés au même câble souche du réseau (voir figure 28).

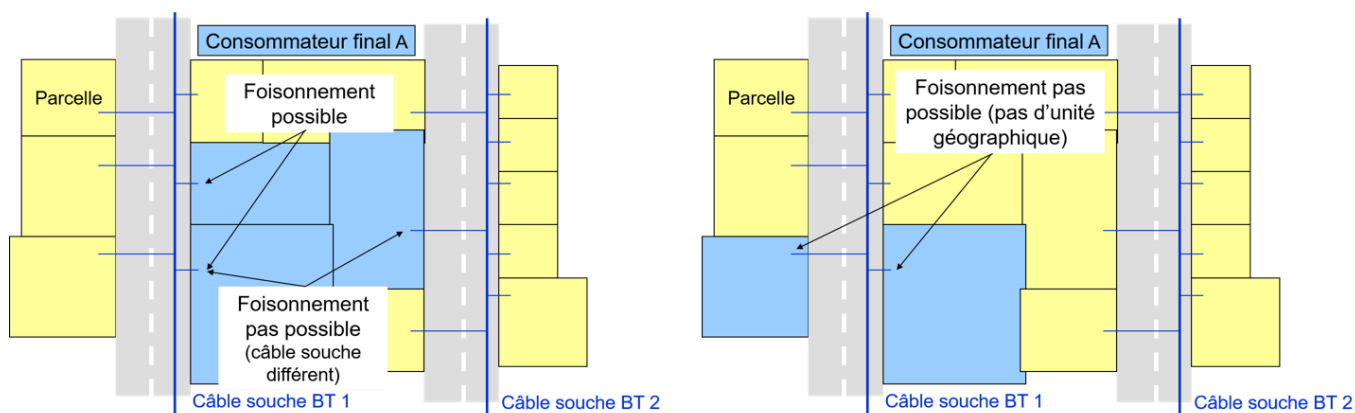


Figure 28 Mesure simultanée sur le même câble souche





## Annexe 5 : Exemples pour le droit d'accès au marché

### 5.1 Situation A

- (1) Un bâtiment avec plusieurs consommateurs finaux A, B et C, chacun disposant d'un compteur:

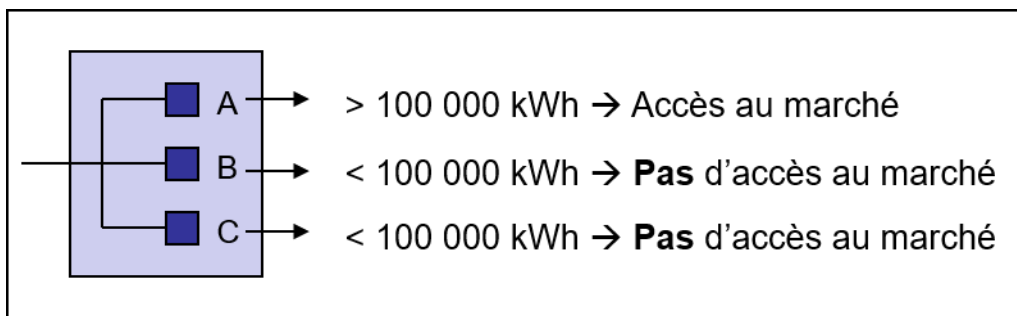


Figure 29 Situation A: un bâtiment, plusieurs consommateurs finaux, chacun a son propre compteur

- (2) Seul le consommateur final A (ménage ou autre catégorie de client) avec plus de 100 000 kWh de consommation annuelle a un droit d'accès au marché.

### 5.2 Situation B

- (1) Un consommateur final A plusieurs compteurs (A et A') dans le même bâtiment.
- (2) **Variante 1:** sur un des compteurs, l'énergie annuelle est supérieure à 100 000 kWh, sur l'autre inférieure.
- (3) **Variante 2:** sur les deux compteurs, l'énergie annuelle est inférieure à 100 000 kWh, mais pour les deux réunies, elle est supérieure à 100 000 kWh.

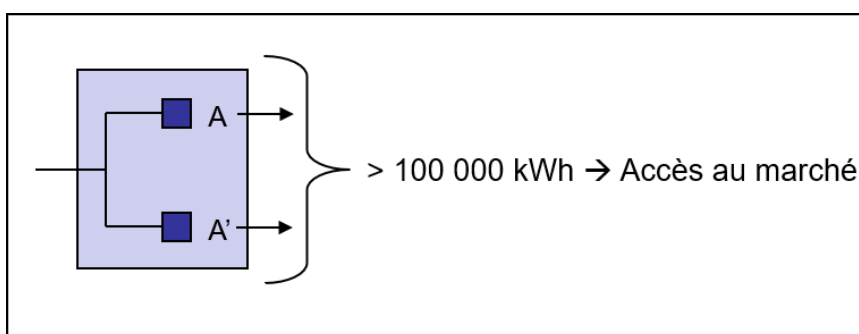


Figure 30 Situation B: un consommateur final, plusieurs compteurs

- (4) **Variante 1:** le consommateur final peut obtenir l'accès au marché pour le compteur  $> 100\ 000\ \text{kWh}$  uniquement ou pour les deux compteurs réunis.
- (5) **Variante 2:** le consommateur final n'obtient l'accès au marché que pour les deux compteurs réunis.



### 5.3 Situation C

- (1) Un consommateur final A possède deux bâtiments qui sont séparés par le domaine public (rue). En exploitation normale, il existe une liaison souterraine entre les deux bâtiments.

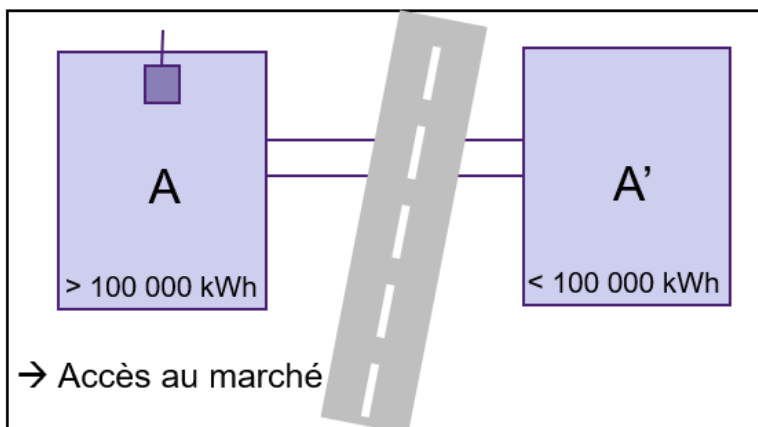


Figure 31 Situation C: un consommateur final, deux bâtiments avec liaison en exploitation normale

- (2) La consommation des deux bâtiments est additionnée lorsque les deux bâtiments peuvent être considérés comme une unité économique et géographique (voir annexe 4).

### 5.4 Situation D

- (1) Un consommateur final A possède deux bâtiments qui sont séparés par le domaine public (rue).

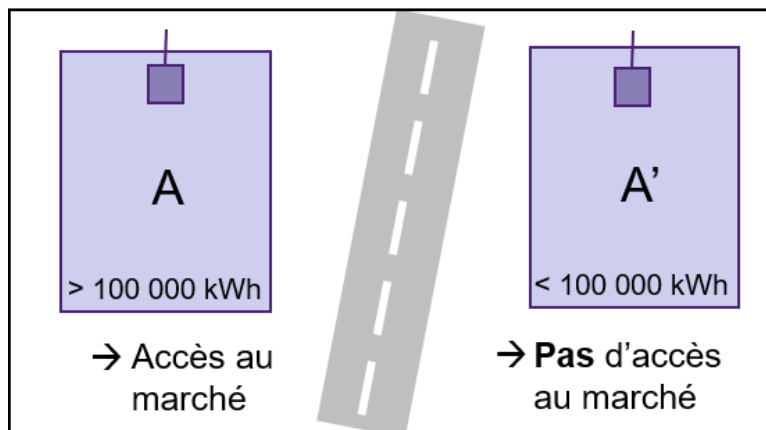


Figure 32 Situation D: un consommateur final, deux bâtiments séparés par le domaine public

- (2) Le consommateur final n'a accès au marché que pour le bâtiment A, puisque le bâtiment A' est séparé par le domaine public (c'est-à-dire que la consommation ne peut être additionnée) et que, de ce fait, le critère de l'unité géographique n'est pas rempli.



## Annexe 6 : Mise en œuvre et prise en charge des coûts de raccordements de secours, de réserve et pour révision

### 6.1 Dispositions fondamentales

- (1) Les coûts liés à une mise en œuvre (enclenchement) sont à la charge de l'utilisateur du réseau (GRD, consommateur final [CF] ou producteur [PR]). Concrètement, il s'agit de l'utilisation du réseau (composante de travail et tarif de puissance pour les utilisateurs GR et CF; il est aussi possible de convenir individuellement d'un tarif de base) et des services-système (comme par exemple l'énergie réactive et, pour le CF, les pertes de transport). Toutes ces valeurs sont déterminées selon les méthodes de mesure prescrites par le Metering Code et reprises par l'utilisateur. Si une facturation individuelle pour l'activation du raccordement a lieu, les grandeurs suivantes peuvent, par exemple, être aussi prises en compte: heures d'engagement, puissance, énergie, coûts de personnel.
- (2) Si, pour le GRD en amont, des coûts supplémentaires sont engendrés lors de l'enclenchement d'un raccordement de secours, de réserve ou pour révision par une puissance et une énergie supplémentaires, et que ce gestionnaire les facture à l'utilisateur (GR, CF ou PR), ceux-ci sont à justifier vis-à-vis de l'utilisateur. Ces coûts supplémentaires peuvent aussi être acquittés par un règlement forfaitaire entre les parties en cause.
- (3) Lorsqu'il est impossible, par exemple pour cause de mesures manquantes ou d'autres raisons, d'établir un décompte justifiable économiquement sur la base de données de mesure, on peut recourir à des solutions individuelles. Puisque souvent, dans les niveaux inférieurs du réseau, aucune donnée de mesure fiable pour l'activation du raccordement n'est disponible pour une facturation individuelle, un dédommagement forfaitaire entre les parties concernées peut aussi être adéquat.
- (4) De façon générale, un dédommagement forfaitaire pour la mise en œuvre de raccordements de secours, de réserve ou pour révision peut être avantageux pour le déroulement de l'exploitation car, ainsi, le personnel d'exploitation peut enclencher le raccordement selon les nécessités d'exploitation sans se préoccuper de considérations économiques.
- (5) Des coûts (investissements, d'exploitation ou forfaitaires) pour des raccordements de secours, de réserve et pour révision incluant l'utilisation du réseau sont à prendre en compte dans les coûts imputables des GRD.
- (6) Répartition des coûts pour la mise à disposition du raccordement:
  - Par le passé, l'infrastructure du réseau en amont a été payée proportionnellement, au cas par cas, par le ou les utilisateurs.
  - Les coûts pour l'établissement, l'exploitation (y compris l'entretien) et le démontage du raccordement sont à la charge du ou des utilisateurs selon l'utilité qu'ils en tirent. Cela est valable également pour des renforcements consécutifs du réseau rendus nécessaires dans le réseau en amont, aussi bien pour le GR que pour le CF ou le PR.
    - **Pour une utilisation unilatérale du raccordement**, le parti utilisateur paie 100% des coûts d'investissement ou de démontage et d'entretien ainsi qu'une partie éventuelle du renforcement du réseau en amont (contribution de raccordement au réseau et/ou contribution aux coûts du réseau).



- **Pour une utilisation bilatérale du raccordement**, les coûts sont à supporter proportionnellement à l'utilité.
  - L'utilité se définit entre autres, par la sécurité d'approvisionnement accrue, par la puissance disponible, par la probabilité d'enclenchement et par la durée d'utilisation garantie.
  - Les coûts sont, de préférence, acquittés au forfait (versement unique et/ou annuel). Ils sont adaptés aux coûts de l'infrastructure fournie.
- (7) Droit de revendiquer l'établissement d'un raccordement de secours, de réserve ou pour révision:
- Selon le DC – CH, ce droit n'existe pas dans chaque cas.

## 6.2 Cas de base pour GRD et consommateur final/producteur pris en considération, avec solutions

### 6.2.1 Cas de base 1: seuls les GRD sont concernés

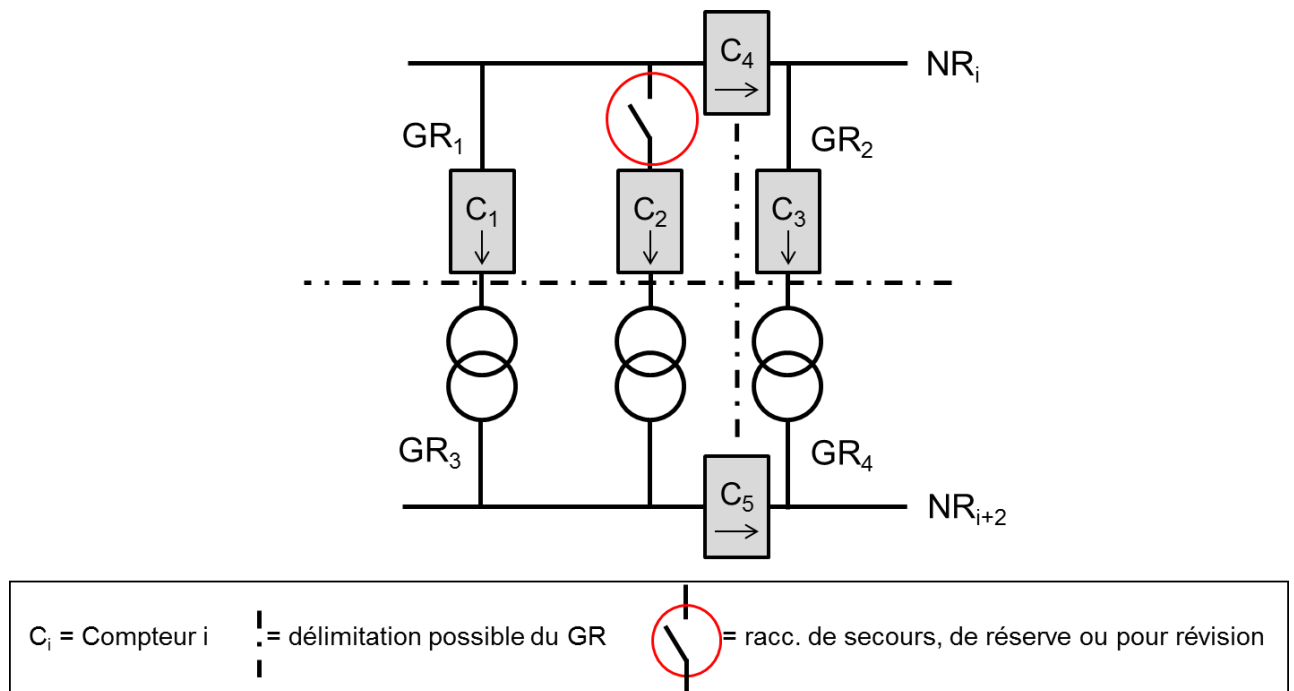


Figure 33 Prise en charge des coûts – Cas de base 1: seuls les GRD sont concernés

- (1) Description de la situation:
- Le GR3 peut soutirer entièrement ou partiellement de l'énergie au travers d'un raccordement de secours, de réserve ou pour révision auprès du GRD GR1.
  - Cela peut entraîner un ripage de puissance ou d'énergie mesurable, ayant une influence sur la courbe de charge à l'interface du NRi vers le NRi+2.
- (2) Solution recommandée:
- Les coûts engendrés par l'enclenchement proprement dit sont supportés par le GR3, puisqu'il les occasionne.
  - Puisque, pour le GR1, l'enclenchement du raccordement de secours, de réserve ou pour révision ne provoque, en somme, aucune augmentation de puissance/d'énergie par rapport à la



situation sans enclenchement, aucun dédommagement complémentaire pour le ripage de puissance ne doit être imputé au GR3 par la GR1. L'utilisation du réseau du GR1 est donnée pour le GR3 par le solde des compteurs C1 et C2.

- Pour le GR3, l'utilisation du réseau par utilisation horizontale du réseau doit être convenue entre le GR3 et le GR4 et doit être déterminée autant que possible sur la base de valeurs de mesure.
- Si l'enclenchement du raccordement de secours, de réserve ou pour révision provoque un ripage mesurable de puissance, par lequel d'autres puissances sont soutirées par le GR1 et le GR2 non identiques, la facturation de l'utilisation du réseau a lieu individuellement entre les GR1, GR2, GR3 et GR4 concernés.

### 6.2.2 Cas de base 2: seuls les GRD sont concernés

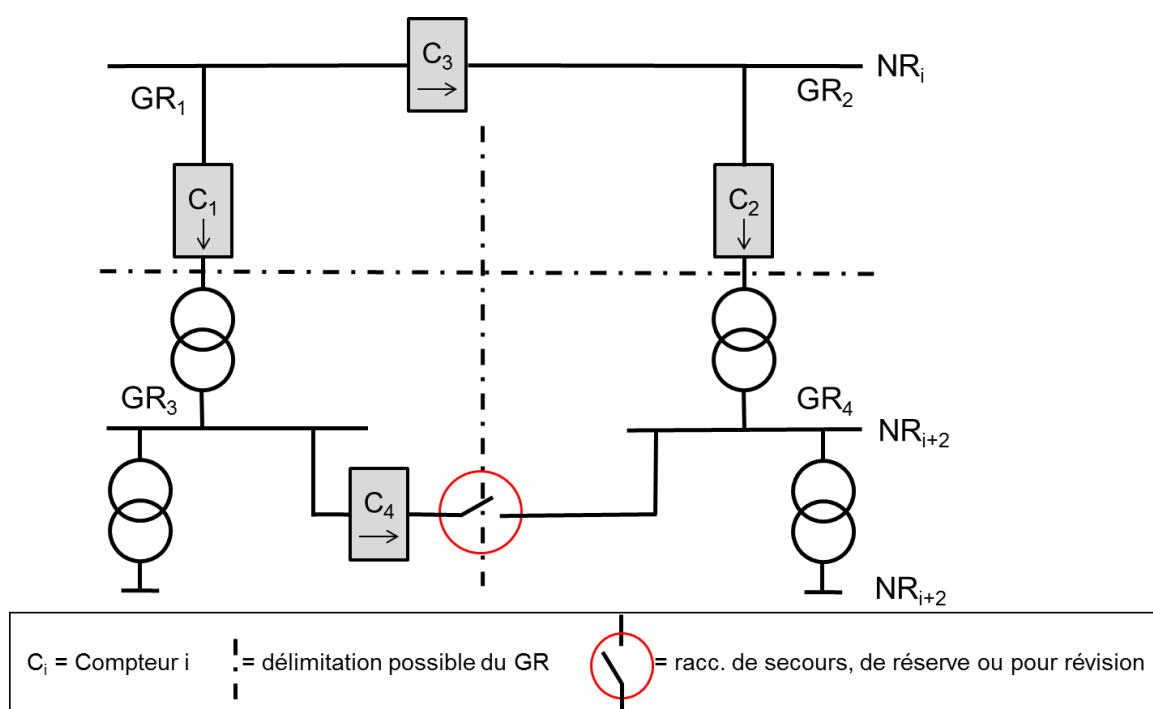


Figure 34 Prise en charge des coûts – Cas de base 2: seuls les GRD sont concernés

(1) Description de la situation:

- Sur le  $NR_{i+2}$ , la charge d'un GR peut être enclenchée complètement ou partiellement sur le réseau voisin du  $NR_{i+2}$ . Il en résulte un ripage de puissance ayant une influence sur les courbes de charge à l'interface du  $NR_i$  vers le  $NR_{i+1}$ .

(2) Solution recommandée:

- En cas de mise en œuvre (enclenchement), les coûts engendrés sont à imputer proportionnellement au GR3 ou au GR4.
- Si l'enclenchement sur le  $NR_{i+2}$  engendre des coûts supplémentaires pour le GRD en amont, ces coûts sont à imputer proportionnellement à celui qui les occasionne.
- Si le GR1 et le GR2 sont identiques et reliés ensemble, les compteurs C1 et C2 doivent être corrigés en conséquence de la puissance commutée pour qu'ainsi, le GR1/2 n'ait pas de recettes supplémentaires. La raison en est que ce couplage ne provoque aucun coût supplémentaire chez le GR1/2 et qu'il n'est pas autorisé à facturer une puissance supplémentaire au GR3 ou au



GR4. Le résultat est une utilisation efficiente des installations disponibles par l'enclenchement et l'utilisation des raccordements de secours, de réserve ou pour révision, car il n'y a pas de coûts supplémentaires.

- Fondamentalement, des corrections sur le NR<sub>i</sub> ne sont à effectuer que lors de commutations sur le NR<sub>i</sub>+2. Si le couplage s'effectue sur des niveaux de réseau inférieurs au NR<sub>i</sub>+2, les influences physiques sur le NR<sub>i</sub> deviennent toujours plus faibles tandis que la charge économique/administrative pour une correction augmente.
- Si des corrections ne sont pas économiquement justifiables, des solutions individuelles sont également indiquées.

### 6.2.3 Cas de base 3: un consommateur final ou un producteur est concerné

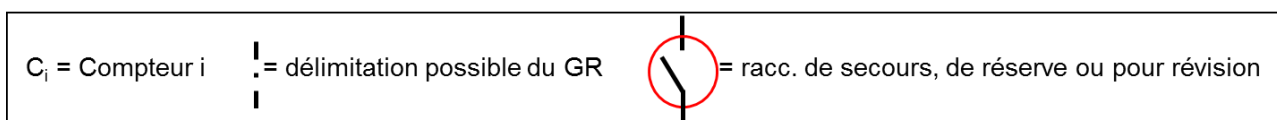
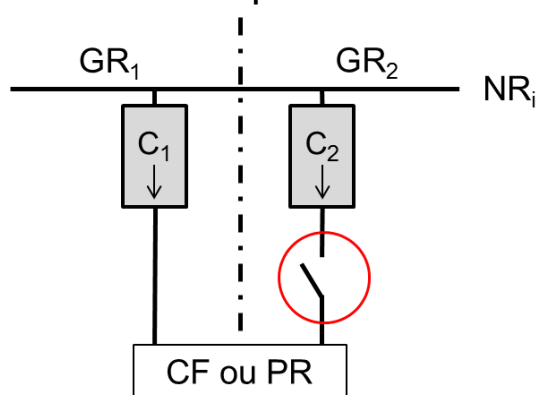


Figure 35 Prise en charge des coûts – Cas de base 3: un consommateur final ou un producteur est concerné

(1) Description de la situation:

- Le consommateur final ou le producteur peut être complètement ou partiellement commuté sur le réseau voisin du NR<sub>i</sub>.
- Il en résulte un ripage de puissance ayant une influence sur la courbe d'injection à l'interface du NR<sub>i</sub> vers le CF ou le PR.

(2) Solution recommandée:

- En cas de mise en œuvre (enclenchement), les coûts engendrés sont à imputer au CF ou au PR.
- Le GRD offrant le raccordement de secours, de réserve ou pour révision définit un point de mesure et l'attribue au groupe-bilan du fournisseur du CF/PR.
- Si l'enclenchement engendre des coûts supplémentaires pour le GRD en amont, ces coûts sont à imputer proportionnellement au CF ou au PR qui les occasionne.
- Si le GR1 et le GR2 sont identiques, les compteurs C1 et C2 peuvent être cumulés pour former un tout de façon à ce que le GR1 n'ait pas de recette supplémentaire par le ripage de puissance lors de l'enclenchement. La raison en est que ce GR ne supporte pas de coûts supplémentaires.



#### 6.2.4 Cas de base 4: un consommateur final ou un producteur est concerné

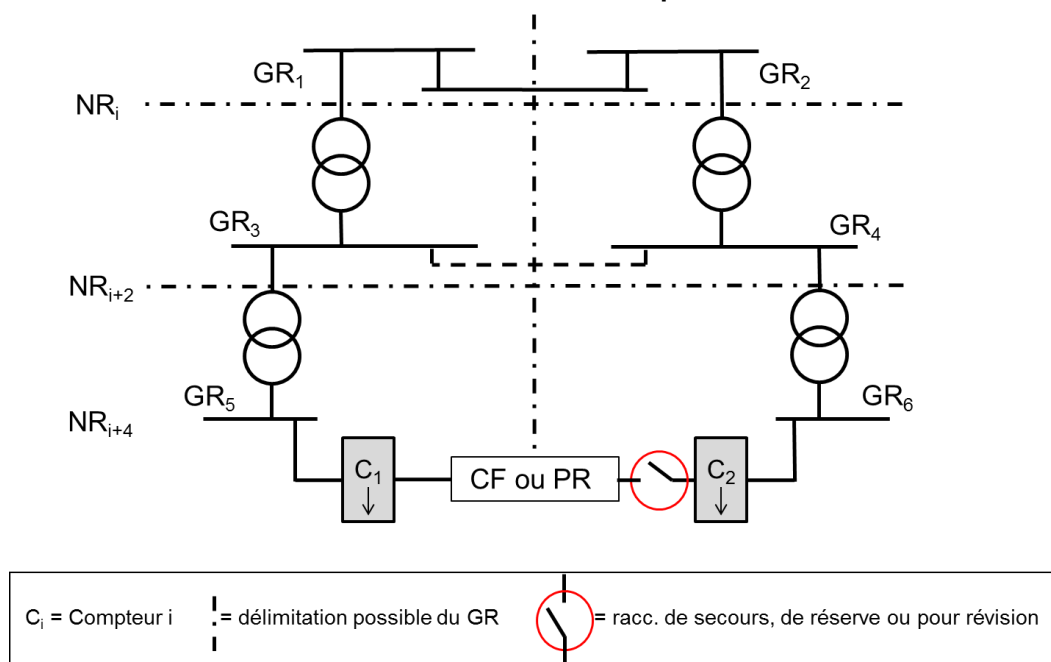


Figure 36 Prise en charge des coûts – Cas de base 4: un consommateur final ou un producteur est concerné

##### (1) Description de la situation:

- Un consommateur final ou un producteur est relié par diverses lignes à diverses sous-stations d'un même niveau de réseau.
- Sur le NR $i+4$ , la charge/l'injection peut être complètement/partiellement commutée sur le réseau voisin du NR $i+2$ .
- Il en résulte un ripage de puissance ayant une influence sur les courbes d'injection à l'interface du NR $i+2$  vers le NR $i+3$  et éventuellement sur les courbes de charge à l'interface du NR $i$  vers le NR $i+1$ .

##### (2) Solution recommandée:

- Le GRD offrant le raccordement de secours, de réserve ou pour révision définit un point de mesure et l'attribue au groupe-bilan du fournisseur du CF/PR.
- En cas de mise en œuvre (enclenchement), les coûts engendrés sont à imputer au CF/PR.
- Si l'enclenchement engendre des coûts supplémentaires pour le GRD en amont, ces coûts sont à imputer proportionnellement au CF ou au PR qui les occasionne.
- Cette disposition est aussi valable lorsque le CF/PR est raccordé sur le NR $i+2$ .
- Si le GR3 et le GR4 sont identiques et reliés ensemble, les compteurs à l'interface du NR $i+2$  vers le NR $i+3$  sont corrigés au rapport de la puissance commutée de façon à ce que le GR3/4 n'ait pas de recettes supplémentaires. La raison en est que ce GR ne supporte pas de coûts supplémentaires. Il en résulterait une utilisation efficace des installations disponibles par l'enclenchement et l'utilisation du raccordement de secours, de réserve ou pour révision, puisqu'aucun coût supplémentaire n'est engendré.
- Fondamentalement, des corrections ne sont à effectuer sur le NR $i+2$  que lors de commutations sur le NR $i+4$ . Si le couplage s'effectue sur des niveaux de réseau inférieurs, les influences physiques sur le NR $i+2$  deviennent toujours plus faibles tandis que la charge



économique/administrative pour une correction augmente. Cela est aussi le cas lorsqu'une liaison horizontale n'est présente que sur le NRi

- Si des corrections ne sont pas économiquement justifiables, des solutions individuelles sont également indiquées.

### 6.2.5 Cas de base 5: un consommateur final ou un producteur est concerné

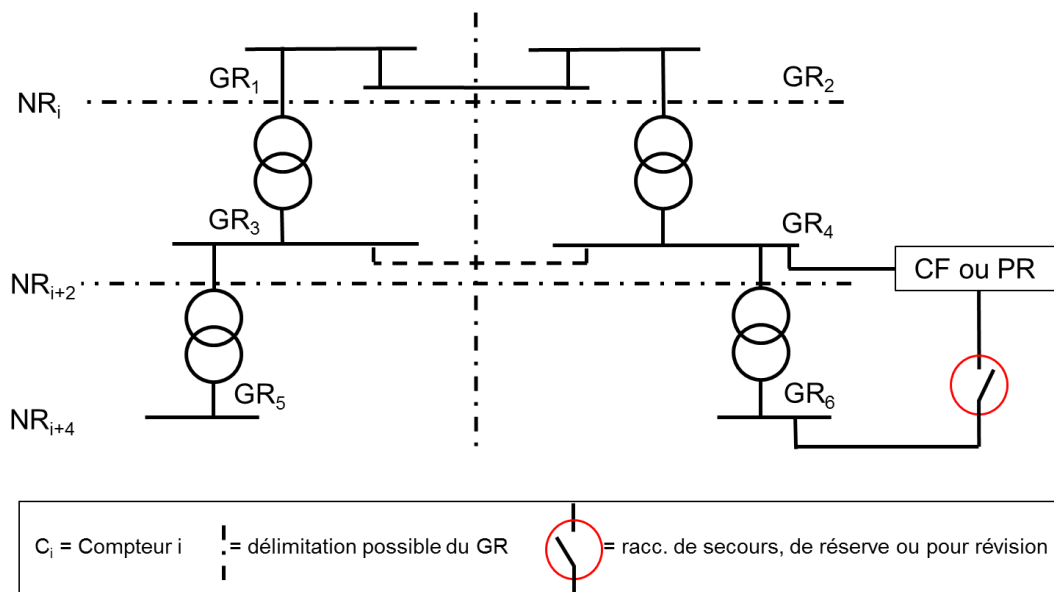


Figure 37 Prise en charge des coûts – Cas de base 5: un consommateur final ou un producteur est concerné

#### (1) Description de la situation:

- Un consommateur final ou un producteur est relié à la même sous-station par diverses lignes et divers niveaux de réseau.
- Sur le NRi+4, la charge/l'injection peut être totalement ou partiellement commutée sur le réseau inférieur du NRi+4.
- Il en résulte un ripage de puissance ayant une influence sur les courbes d'injection aux raccordements du CF/PR.

#### (2) Solution recommandée:

- Le GRD offrant le raccordement de secours, de réserve ou pour révision définit un point de mesure et l'attribue au groupe-bilan du fournisseur du CF/PR.
- Les coûts engendrés en cas d'enclenchement sont à imputer au CF ou au PR.
- Si, en raison de l'enclenchement sur le NRi+4, le GRD en amont GR6 doit payer de la puissance supplémentaire, les coûts en résultant sont à imputer au CF/PR.
- Puisque le GR4 ne remarque pas de modification de la puissance/énergie fournie suite à l'enclenchement sur le NRi+2, ici aussi la livraison du GR4 vers le GR6 au niveau NRi+2 doit être corrigée en conséquence.





## Annexe 7 : Réseaux raccordés en série ou maillés

- (1) La présente annexe traite des configurations de base en cas de réseaux raccordés en série (point 7.1) et en cas de réseaux maillés (point 7.2).

### 7.1 GRD raccordés en série

- (1) Lorsque les réseaux de différents propriétaires d'un même niveau de réseau sont connectés les uns derrière les autres, un risque de double charge des consommateurs finaux («pancaking») existe. Le terme «double charge» est ici synonyme de «charge multiple» lorsque le nombre de GRD impliqués est supérieur à deux.
- (2) Les GRD concernés doivent assurer par des dispositions adéquates qu'aucune double charge des consommateurs finaux ne résulte de cette situation, qui est due uniquement à diverses appartenances des réseaux et ne repose pas sur des coûts effectivement plus élevés. Il faut distinguer deux situations principales:
  - a) Le GRD exploite des éléments de réseau dans le niveau de réseau concerné qui approvisionnent des consommateurs finaux propres et des GRD en aval. Les approches de solutions ci-après proposent des solutions pour éviter une double charge des consommateurs finaux.
  - b) Le GRD en amont ne fait qu'exploiter les niveaux de réseaux en amont. Il n'approvisionne pas de consommateurs finaux; ceux-ci sont exclusivement approvisionnés par les GRD en aval. Dans ce cas, il n'y a pas de double charge dans le sens du pancaking, puisqu'une éventuelle différence de la charge des consommateurs finaux est confirmée par les coûts différents des divers GRD en aval. Les différences de coûts sont la conséquence de structures différentes des GRD en aval et non pas de diverses appartenances des réseaux. La question ne relève donc pas du pancaking. Le point 7.1.3 «Approches de solutions» propose néanmoins des solutions applicables dans ce cas.
- (3) La double charge par pancaking ne peut se produire que lorsqu'il y a des GRD différents sur un même niveau de réseau. Il ne peut y avoir de problème de double charge entre les GRD et les consommateurs finaux.

#### 7.1.1 Services

- (1) Pour aborder le problème du pancaking, on considère les services d'un niveau de réseau: par services, on entend le transport et la distribution d'énergie électrique sur un niveau de réseau. Au sein d'un niveau de réseau, on peut encore subdiviser les services en service de transport et service de distribution.
- (2) Le service de transport sert au transport de l'énergie jusqu'à un réseau de distribution, par exemple d'un GRD en aval. Le service de distribution sert à la distribution de l'énergie jusqu'aux consommateurs finaux.
- (3) Le problème du pancaking se produit lorsqu'un service est assuré sur un même niveau de réseau par plusieurs GRD en réseaux interconnectés et que ce fait provoque une double charge inadmissible pour les consommateurs finaux. Deux conditions doivent être remplies pour que le problème du pancaking puisse se produire dans les réseaux connectés en série:
  - a) un même service est assuré au même niveau de réseau par plusieurs GRD,



- b) le GRD en amont opère simultanément un service de transport et un service de distribution sur le même niveau de réseau et/ou dans des niveaux de réseau en aval.
- (4) Les consommateurs finaux d'un même niveau de réseau qui utilisent un service sont traités de manière non discriminatoire et indépendamment de la distance. Le même principe s'applique aux GRD en aval sur un même niveau qui utilisent les services d'un GRD en amont.
- (5) Des différences structurelles de GRD en aval peuvent conduire à des différences de tarif. Elles ne résultent pas d'un pancaking et ne conduisent donc pas à un «problème de pancaking» selon la définition. Il existe la possibilité que les GRD en aval conviennent avec le GRD en amont d'un modèle de tarif ou que les GRD en aval s'entendent sur des péréquations financières pour compenser des différences de tarif structurelles importantes.

### 7.1.2 Configurations principales

- (1) Le présent point décrit plusieurs configurations principales. Pour chaque configuration, le texte discute de l'éventuelle présence d'un problème de pancaking et propose les solutions les plus évitables. Il reste toujours possible d'appliquer des solutions différentes de celles proposées si les GRD se mettent d'accord.

#### 7.1.2.1 Situation A

- (1) Un niveau de réseau N est exclusivement opéré par un GRD en amont. Celui-ci n'approvisionne pas de consommateurs finaux dans le niveau de réseau en aval N+1. Les GRD en aval couvrent les niveaux de réseau en aval N+1.

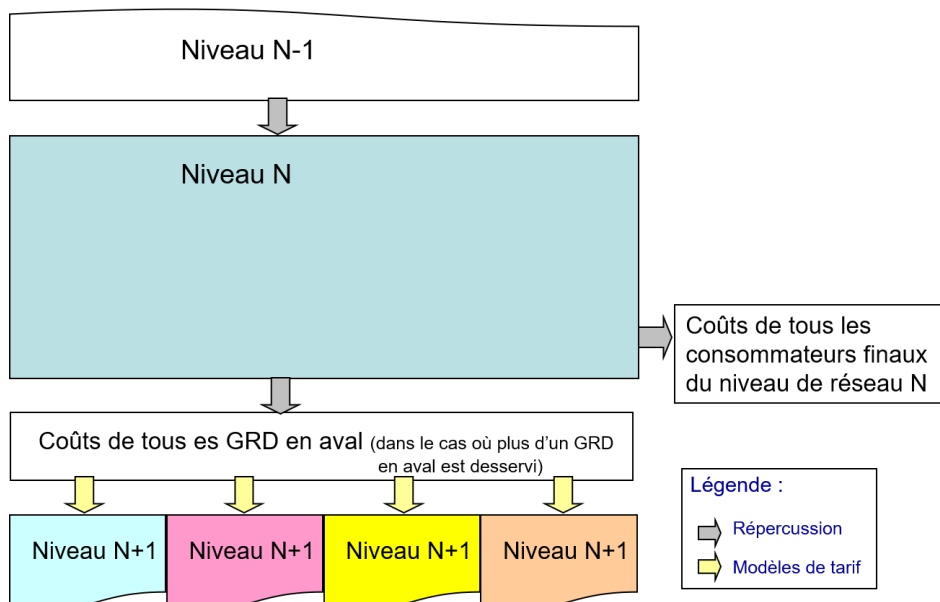


Figure 38 Situation A: un seul GRD au niveau de réseau N

- (2) La situation A ne présente pas de problème de pancaking. Tous les coûts sont répercutés aux GRD en aval en utilisant des modèles de tarif.



### 7.1.2.2 Situation B

- (1) Plusieurs GRD sont actifs au niveau de réseau N. Le GRD en amont exerce exclusivement un service de transport. Il n'alimente pas de consommateurs finaux au niveau de réseau N; ceux-ci sont exclusivement alimentés par des GRD en aval à partir de ce même niveau de réseau.

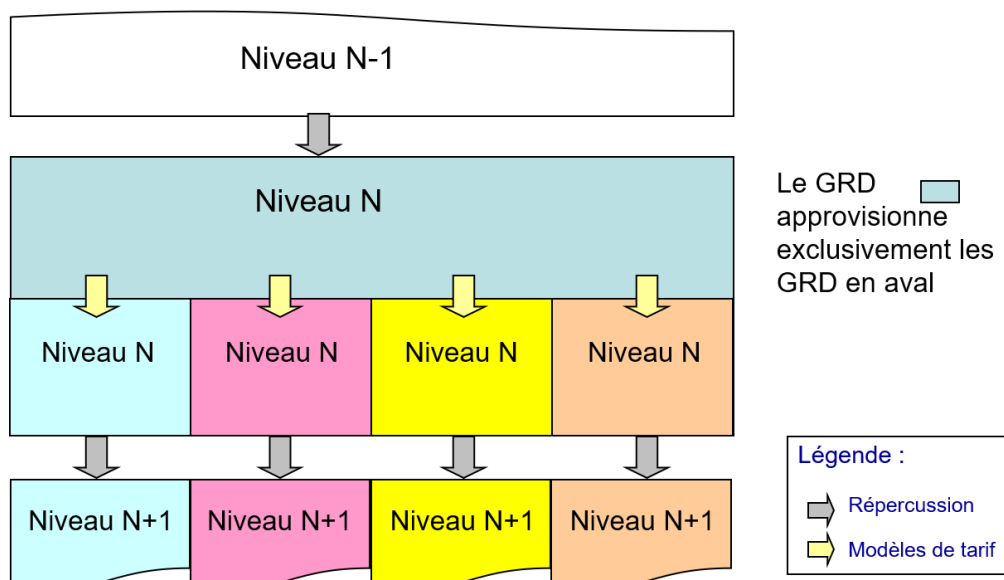


Figure 39 Situation B: plusieurs GRD au niveau de réseau N

- (2) Dans la situation B, le niveau de réseau N se divise en un service de transport supérieur Na (par exemple 3a ou 5a) et un service de distribution Nb (par exemple 3b ou 5b). Le service Na est totalement assuré par le GRD en amont. Le niveau de réseau N étant réparti entre Na et Nb, la situation devient analogue à la configuration A.
- (3) La situation B ne présente pas de problème de pancaking. Tous les coûts sont reportés aux GRD en aval par des modèles de tarif.

### 7.1.2.3 Situation C

- (1) Plusieurs GRD sont actifs au niveau de réseau N. Le GRD en amont exerce un service de transport et il alimente des consommateurs finaux au même niveau de réseau et/ou dans le niveau de réseau en aval. Pour des raisons techniques ou structurelles, la répartition en un service de transport Na et un service de distribution Nb est impossible.



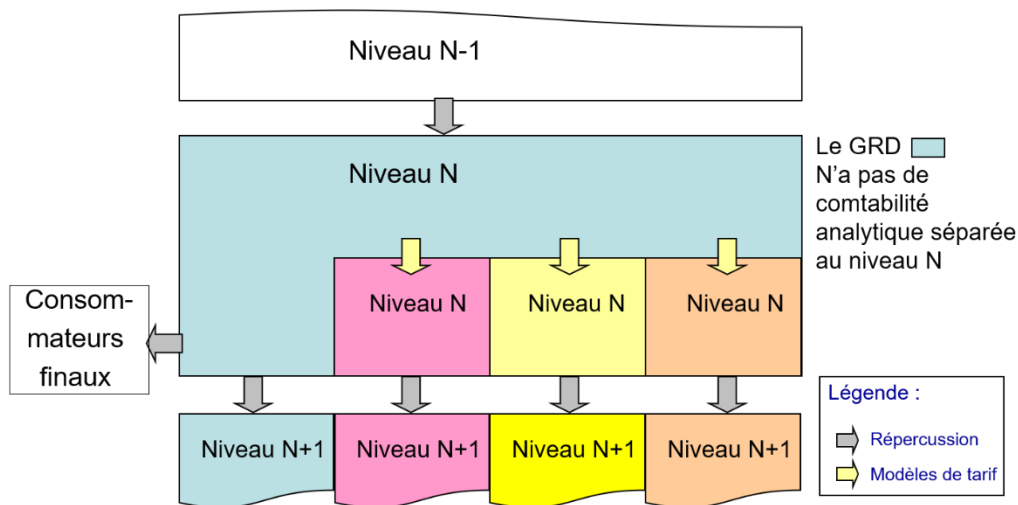


Figure 40 Situation C: plusieurs GRD au niveau de réseau N

- (2) La situation C est un cas de pancaking. Le GRD en amont ne doit pas favoriser ses consommateurs finaux au détriment des consommateurs finaux des GRD en aval.
- (3) La répartition des coûts sur les GRD en aval est effectuée de manière non discriminatoire et indépendamment de la distance en utilisant un modèle de tarif. Ce faisant, la structure des tarifs du GRD en amont doit tenir dûment compte de la part du service assurée par les GRD en aval.

#### 7.1.2.4 Situation D

- (1) Plusieurs GRD sont actifs au niveau de réseau N. Le GRD en amont exerce un service de transport et il approvisionne des consommateurs finaux au même niveau de réseau et/ou dans le niveau de réseau en aval. Il est en mesure, aussi bien au plan technique que comptable, de répartir ses services en un service de transport supérieur Na et un service de distribution Nb.

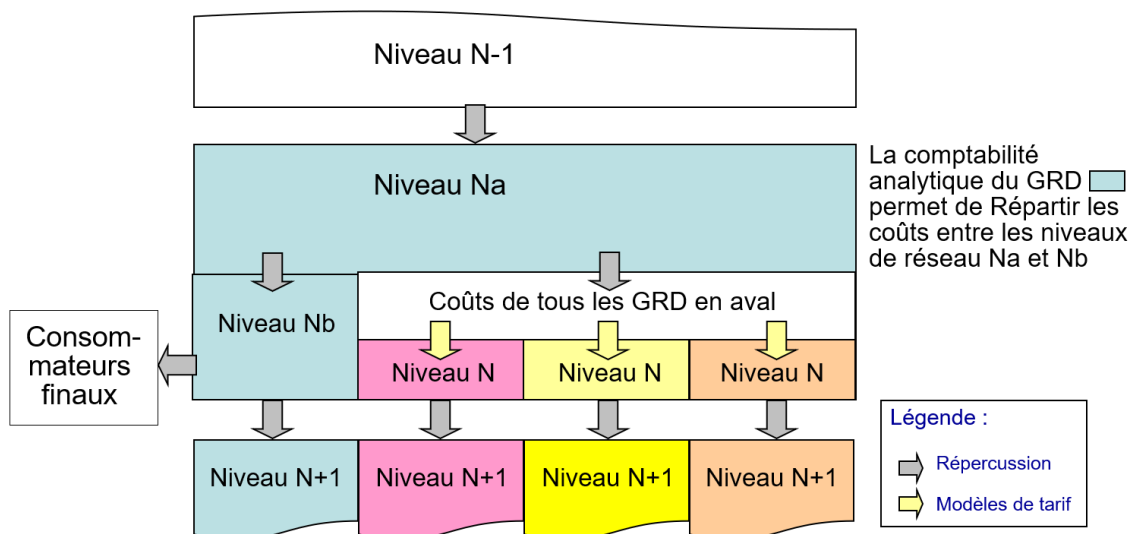


Figure 41 Situation D: plusieurs GRD au niveau de réseau N

- (2) La situation D est un cas de pancaking. Le GRD en amont ne doit pas favoriser ses consommateurs finaux au détriment des consommateurs finaux des GRD en aval. La répartition des coûts du niveau



de réseau Na sur le groupe des GRD en aval d'une part et sur le niveau de réseau Nb du GRD en amont d'autre part est effectuée par l'application analogique de la formule de report (voir point 4.3).

- (3) La répartition des coûts à supporter par les différents GRD en aval sur chacun des GRD est effectuée de manière non discriminatoire et indépendamment de la distance en utilisant un modèle de tarif. Le GRD en amont est en principe libre dans l'élaboration de ses tarifs, à condition de respecter les dispositions légales et de baser les tarifs sur les coûts. La charge des consommateurs finaux peut éventuellement différer du fait de différences structurelles entre les GRD en aval.
- (4) Le GRD en amont doit séparer son réseau de manière non discriminatoire en deux réseaux partiels Na et Nb. La séparation concerne l'ensemble de la comptabilité (coûts des capitaux et d'exploitation). Pour que la répartition en réseaux partiels soit la plus objective possible, on appliquera des règles fixées d'un commun accord par les parties concernées.

### 7.1.2.5 Situation E

- (1) Plusieurs GRD sont actifs au niveau de réseau N. Le GRD en amont exerce un service de transport et n'approvisionne pas de consommateurs finaux au niveau de réseau N. Il a réparti ses services, aussi bien au plan technique qu'au niveau comptable, en un service de transport supérieur Na et un service de distribution Nb. Il traite son propre service de distribution Nb de la même manière qu'un GRD tiers en aval, c'est-à-dire qu'il utilise les mêmes modèles de tarif.

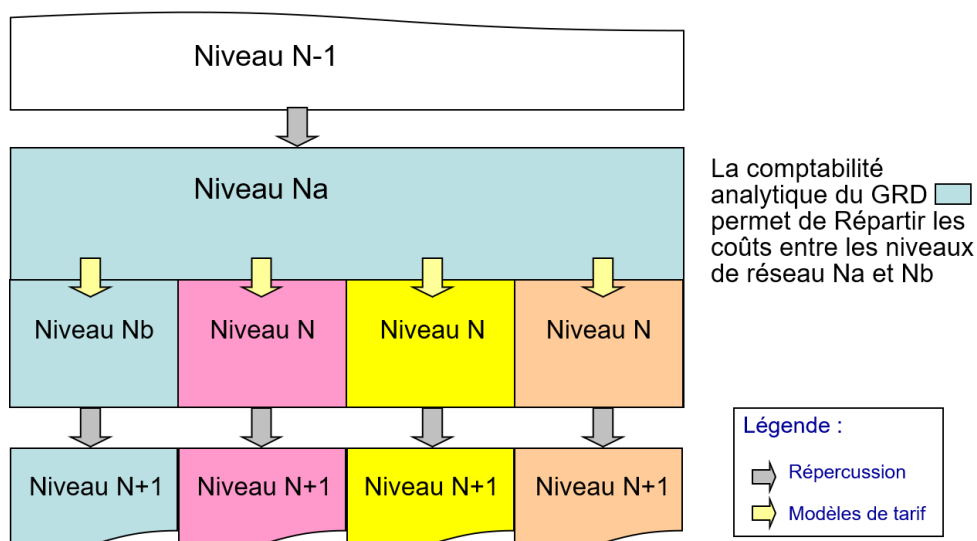


Figure 42 Situation E: plusieurs GRD au niveau de réseau N

- (2) La situation E correspond à la situation B et ne présente pas de problème de pancaking. Tous les coûts du niveau Na sont reportés sur le propre réseau Nb et les GRD en aval en utilisant des modèles de tarif. La charge des consommateurs finaux peut éventuellement différer du fait de différences structurelles entre les GRD en aval.
- (3) Le GRD en amont doit séparer son réseau de manière non discriminatoire en deux réseaux partiels Na et Nb. La séparation concerne l'ensemble de la comptabilité (coûts des capitaux et d'exploitation). Pour que la répartition en réseaux partiels soit la plus objective possible, on appliquera des règles fixées d'un commun accord par les parties concernées.



### 7.1.3 Approches de solutions

#### Recommandations pour le processus de recherche de solution

- (1) Le GRD en amont prend l'initiative, analyse la situation de départ et soumet aux GRD concernés une proposition de solution. Toutes les parties décident ensemble de la variante de solution à appliquer et des procédures à suivre.

#### Situation A

- (2) Cette situation est traitée dans le présent MURD – CH. Il n'y a pas d'autres dispositions à prendre.

#### Situation B

- (3) Cette situation correspond à la situation A en raison de la répartition claire des services du GRD en amont et des GRD en aval. Il n'y a pas d'autres dispositions à prendre.

#### Situation C

- (4) Plusieurs variantes sont possibles:
  - a) contrats stipulant des compensations financières;
  - b) associations de tarifs de réseau ou de coûts de réseau;
  - c) restructuration pour éliminer la situation de pancaking.
- (5) Une solution n'est possible que si la majorité des GRD impliqués s'entend sur un accord correspondant ou signe les contrats nécessaires.

#### Situation D

- (6) Le GRD en amont divise son réseau en deux niveaux de réseau Na et Nb selon des règles objectives fixées d'un commun accord par les parties concernées et assure l'affectation correcte des coûts dans sa comptabilité. Il répartit les coûts de son niveau de réseau Na, y compris les coûts de tous les réseaux en amont, sur le groupe des GRD en aval et sur son propre réseau Nb, en suivant la procédure du report de coûts.

#### Situation E

- (7) Le GRD en amont élabore des règles transparentes et traçables fixées d'un commun accord pour la division de son réseau en deux niveaux de réseau Na et Nb et assure l'affectation correcte des coûts dans sa comptabilité. Il traite son propre réseau en aval Nb de la même manière que les réseaux des autres GRD en aval. Ainsi, la situation E correspond à la situation B.

### 7.1.4 Tarifs différents appliqués aux consommateurs finaux du fait de différences structurelles entre les réseaux

- (1) Même si le report des coûts et le calcul des tarifs de réseau sont correctement appliqués par le GRD en amont, il peut y avoir de grandes différences de tarif entre réseaux voisins à cause des différences structurelles entre les GRD en aval. Tenant compte du respect de la non-discrimination et de la neutralité de la distance dans la fixation du tarif par le GRD en amont, il y a plusieurs possibilités:
  - a) accepter les différences de tarif, eu égard à la libre détermination des tarifs par les GRD;
  - b) les GRD en aval se mettent d'accord sur des compensations financières mutuelles;
  - c) les GRD en aval se mettent d'accord sur la création d'une association de coûts;
  - d) les GRD en aval se mettent d'accord avec le GRD en amont sur un modèle de tarif, par exemple en segmentant les GRD en aval;
  - e) équilibrer les réseaux par des restructurations.



## 7.2 Plusieurs réseaux maillés de GRD différents

- (1) Lorsque les réseaux de différents propriétaires sont maillés sur un même niveau de réseau, un risque de double charge des consommateurs finaux («pancaking») existe. Le terme «double charge» est ici synonyme de «charge multiple» lorsque le nombre de GRD impliqués est supérieur à deux.
- (2) Les GRD concernés doivent assurer par des mesures adéquates qu'aucune double charge des consommateurs finaux ne résulte de cette situation, qui est due uniquement à diverses appartenances des réseaux et ne repose pas sur des coûts effectivement plus élevés. Les services pris en considération sont le service de transport et le service de distribution pour les consommateurs finaux du niveau N. Ces services sont à considérer fondamentalement comme une unité, même si les services du niveau N sont assurés par différents GRD.
- (3) La répartition des coûts entre les groupes des consommateurs finaux d'une part et la prise en charge par le niveau N+1 d'autre part se fait par la méthode du report des coûts. Si plusieurs GRD sont concernés par le niveau N+1, le partage des coûts entre chacun des GRD a lieu au moyen d'un modèle de tarif (segmentation possible) de manière non discriminatoire et indépendamment de la distance. Le groupe des GRD assurant le service au niveau N est fondamentalement libre quant à la formation des tarifs, pour autant que les contraintes légales soient respectées et que les tarifs soient basés sur les coûts.

### 7.2.1 Configurations principales et approches de solution

#### 7.2.1.1 Situation F

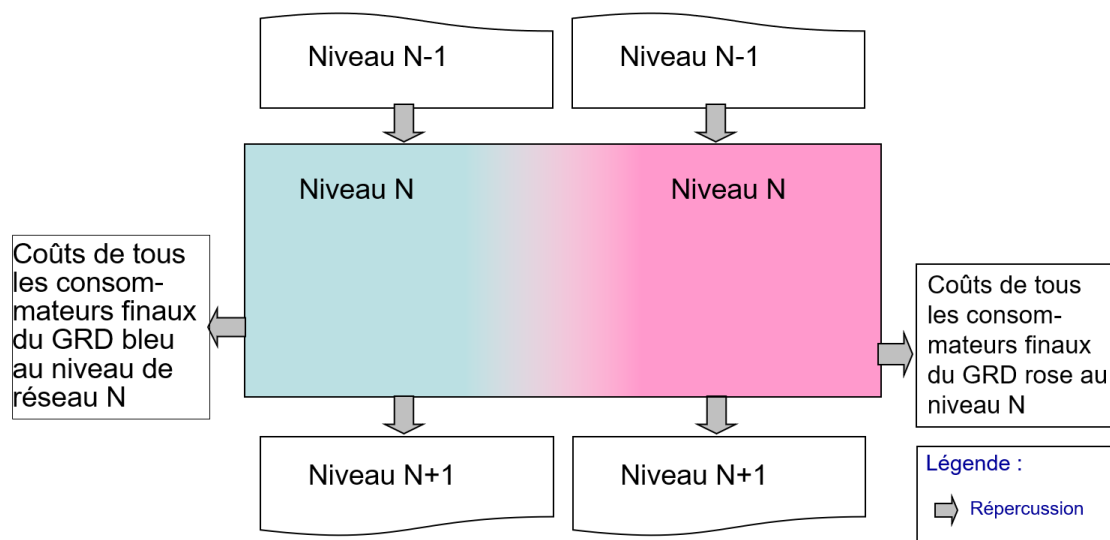


Figure 43 Situation F: plusieurs GRD par niveau de réseau (maillage)

- (1) Les possibilités suivantes s'offrent aux GRD impliqués:
  - a) contrats stipulant des compensations financières;
  - b) associations de tarifs de réseau ou de coûts de réseau;
  - c) répartition des coûts sur la base de calculs du flux de charge et de l'énergie transportée;
  - d) restructurations pour éliminer la situation de pancaking.



- (2) Une solution n'est possible que si la majorité des GRD impliqués s'entend sur un accord correspondant ou signe les contrats nécessaires.

### 7.2.1.2 Situation G

- (1) Dans la situation G, deux réseaux parallèles d'un même niveau de réseau ne sont pas connectés en exploitation normale. Les lignes de connexion entre les GRD servent uniquement de lignes de réserve ou de secours.

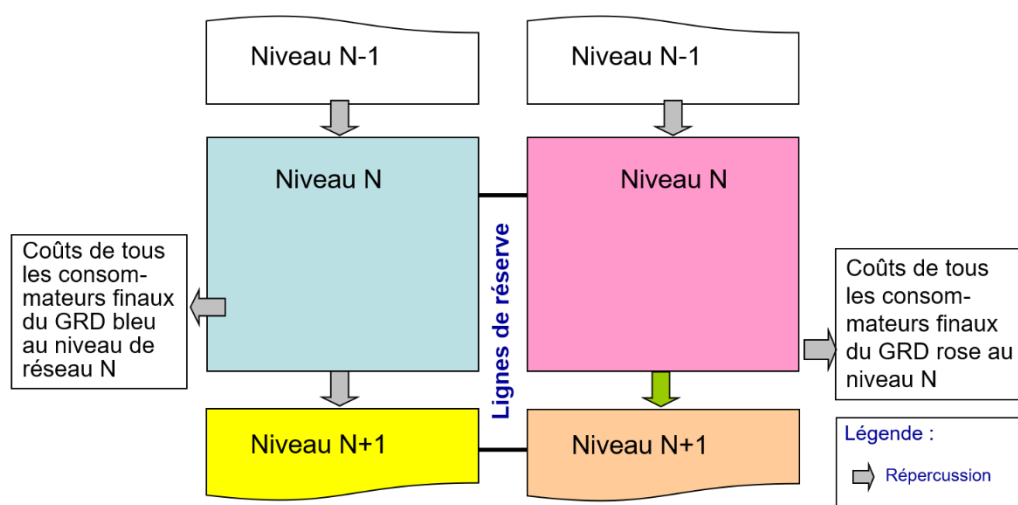


Figure 44 Situation G: plusieurs GRD par niveau de réseau (ligne de réserve)

- (2) Les services considérés sont le service de transport et le service de distribution pour les consommateurs finaux au niveau de réseau N. Ces services se déroulent en principe comme s'il n'y avait pas de liaisons de secours. De ce point de vue, il n'y a pas de problème de pancaking.
- (3) Les solutions suivantes sont possibles dans le cadre des règles décrites au point 4.2.4:
- prise en charge commune des coûts des lignes de réserve;
  - accord contractuel pour la prise en charge des coûts lors de l'utilisation des lignes de réserve.

### 7.2.2 Restructurations

- Des restructurations peuvent grandement contribuer à résoudre les problèmes relatifs aux différentes structures de réseau. Elles consistent à transférer contre paiement des parties de réseau à des GRD en amont ou en aval.





## **Annexe 8 : Systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau**

### **8.1 Généralités**

- (1) Le terme «systèmes de commande et de réglage intelligents» a été introduit au 1<sup>er</sup> janvier 2018 dans la Loi sur l'approvisionnement en électricité, avec le premier volet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. La façon dont les GRD doivent traiter de tels systèmes est réglée au niveau de l'ordonnance.
- (2) La flexibilité se définit comme la possibilité d'influencer l'injection dans le réseau ou le soutirage du réseau via une unité de production ou de consommation, à l'initiative du GRD ou d'un autre acteur. La flexibilité du réseau électrique peut être utilisée en faveur du réseau, du marché ou du système.
- (3) Alors que l'utilisation en faveur du marché et du système fonctionne selon les règles du marché, l'utilisation en faveur du réseau se trouve dans le domaine du monopole des GRD. Afin de permettre une utilisation juste et efficace de la flexibilité, le Conseil fédéral a réglementé le recours à celle-ci dans le domaine du réseau.
- (4) Lors de la construction et de l'exploitation de tels systèmes, il faut tenir compte des exigences posées par les principes en vigueur concernant la sécurité dans l'exploitation du réseau, ainsi que des exigences futures dans le domaine de la cybersécurité. Se reporter notamment au manuel de l'AES «Protection de base pour les <technologies opérationnelles> dans l'approvisionnement en électricité».

### **8.2 Définition et délimitation des systèmes de commande et de réglage intelligents**

- (1) L'art. 17b LApEI définit les systèmes de commande et de réglage intelligents de manière très générale, comme des dispositifs permettant d'influencer à distance la consommation, la production ou le stockage d'énergie électrique (électricité).
- (2) Dans l'art. 8c OApEI, le Conseil fédéral formule des exigences concernant la mise en œuvre des systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau. Ces systèmes sont généralement utilisés pour l'exploitation d'un réseau de distribution et imputés aux coûts de réseau par le GRD. Ces «systèmes de commande et de réglage intelligents pour l'exploitation du réseau» sont désignés ci-après par l'acronyme SCRipER.
- (3) Les consommateurs finaux, les producteurs et les exploitants de stockage sont propriétaires de leur flexibilité; ils sont désignés ci-après par «acteurs concernés».
- (4) Dans le but de neutraliser une menace sur la sécurité de l'exploitation du réseau, le GRD peut installer et mettre en œuvre un système de commande et de réglage intelligent, même sans autorisation de l'acteur concerné. Pour toutes les autres applications, l'autorisation de l'acteur concerné est nécessaire.
- (5) Il existe une réglementation spéciale (voir annexe 8.5 et art. 31f OApEI) pour les SCRipER installés avant le 01.11.2017. Dans ce cadre, les fonctions qu'ils remplissent ne sont pas prises en considération.



- (6) Les règles s'appliquant aux SCRipER pour le traitement des données sont celles qui s'appliquent aux systèmes de mesure intelligents (art. 17c LApEI et art. 8d OApEI). Il faut noter en particulier que les données obtenues depuis le domaine du réseau ne doivent pas être utilisées pour d'autres domaines d'activité (art. 10 LApEI).
- (7) Les SCRipER sont par exemple des installations de télécommande centralisée existantes ou des nouveaux systèmes. Si un SCRipER est basé sur un système de mesure intelligent, il se limite aux composants et aux fonctionnalités que permettent la commande et le réglage.
- (8) Les systèmes de commande et de réglage intelligents dont les investissements sont portés par les acteurs du marché et non comptabilisés en coûts du réseau du GRD ne sont pas des SCRipER, et ne sont pas traités dans le présent document. En voici des exemples:
- Voitures électriques en réseau (par leur liaison, les fabricants peuvent télécommander le rechargement des voitures raccordées au réseau);
  - Systèmes de surveillance d'installations photovoltaïques (ils peuvent réduire la production à distance);
  - Systèmes de gestion de l'énergie (ils peuvent optimiser la consommation propre par l'ajout et la suppression de charges);
  - Systèmes de mutualisation de batteries (ils permettent de proposer des services aux GRT et aux GRD);
  - Appareils domestiques en réseau (ils pourraient être allumés et éteints par les fabricants);
  - Systèmes de commande et de réglage financés et exploités par les fournisseurs de prestations énergétiques, et utilisés pour l'optimisation des achats d'énergie des clients du marché ou pour le marché des services-système.
- (9) Les systèmes de commande et de réglage intelligents d'acteurs du marché peuvent faire l'objet d'un contrat avec le GRD pour des commutations en faveur du réseau. Les coûts engendrés par ces services peuvent être imputés aux coûts d'utilisation du réseau. Ces systèmes étant issus d'investissements portés par des acteurs du marché, ils ne sont pas concernés par l'art. 8c OApEI et ne sont donc pas des SCRipER. La différence réside dans le fait que le risque financier de l'investissement est porté par le marché et non par le public (coûts du réseau). Cependant, un système de marché doit être considéré comme un SCRipER lorsque le GRD non seulement procure des services réseau, mais assume des coûts du système au moyen de contributions fixes, de modèles de leasing ou de solutions de financement similaires, et les comptabilise en coûts du réseau.
- (10) Les systèmes de commande et de réglage sans télécommande, comme les minuteurs locaux ou les systèmes de réglage isolés avec intelligence décentralisée ne sont pas des SCRipER.

### 8.3 Imputabilité des coûts

- (1) Selon l'art. 13a OApEI, les coûts imputables sont les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de commande et de réglage mis en œuvre au sens de l'art. 8c OApEI, y compris la rétribution versée au consommateur final ou au producteur.
- (2) Si, en plus d'optimiser le réseau et de stabiliser son exploitation, la mise en œuvre des SCRipER vise à optimiser les achats d'énergie de l'approvisionnement de base, il faut délimiter et affecter les coûts de manière non discriminatoire et conforme au principe de causalité. Le principe d'affectation doit être documenté. Une répartition des coûts globaux entre la branche réseau et la branche énergie



découle de la séparation comptable selon l'art. 10 LApEI (voir recommandation de la branche de l'AES intitulée «Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution»).

#### **8.4 Forme des accords entre GRD et consommateur final / producteur et critères de rétribution et de non-discrimination**

- (1) Pour un SCRipER installé après le 01.11.2017, l'utilisation de la flexibilité par le GRD pour améliorer l'efficacité de l'exploitation du réseau est soumise à l'accord de l'acteur concerné et au versement d'une rétribution.
- (2) Le droit d'installer et de mettre en œuvre un système de commande et de réglage intelligent, qui était jusqu'alors défini par les prescriptions des distributeurs d'électricité ou les CGV, se limite désormais aux cas de neutralisation d'une menace sur la sécurité de l'exploitation du réseau. Dans ce cas, ni l'autorisation de l'acteur concerné ni sa rétribution ne sont nécessaires. Cependant, l'acteur concerné doit être informé des commutations effectuées pour la sécurité de l'exploitation du réseau, en termes de fréquence, de cause, d'ampleur, de durée et de modalités.
- (3) Lors de l'achat de flexibilité pour améliorer l'efficacité de l'exploitation du réseau, le GRD est en concurrence avec les acteurs du marché. Si l'acteur concerné décide de piloter ses charges et sa production en faveur du réseau au moyen d'un SCRipER, le GRD doit définir l'installation, les conditions d'utilisation et la rétribution par contrat.
- (4) Pour les SCRipER installés après le 01.11.2017, le GRD doit obtenir une déclaration de volonté et signer une convention d'utilisation et de rétribution. Il faut considérer que, par exemple, la sélection d'un tarif ou d'un produit par le client, une autorisation écrite ou un accord verbal, enregistré avec l'accord du client à des fins de preuve, sont des déclarations de volonté suffisantes, à condition que le client ait été correctement informé des conditions contractuelles. Comme le déploiement d'un nouveau SCRipER doit être organisé avec autant d'efficacité que possible, et que la déclaration de volonté ne peut pas toujours être obtenue avant l'installation, il faut considérer qu'un accord ultérieur est également possible (par exemple avant la fin de la période de tarification en cours).
- (5) Les critères définissant le montant de la rétribution doivent être objectifs et non discriminatoires (art. 8c, al. 2 OApEI). Par exemple, la disponibilité temporelle peut être pertinente (voir commentaires de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, p. 13 et Questions et réponses sur la stratégie énergétique 2050 de l'EiCom). Pour la transparence du marché, les conditions et taux de rétribution doivent être rendus publics (art. 8c, al. 3 OApEI). Les exigences concernant les installations pilotes, l'étendue ou les conditions de l'accès, les délais de changement ainsi que le type et le montant de la rétribution peuvent être définis dans un contrat standard ou dans les dispositions du produit (par exemple dans la fiche tarifaire).
- (6) Pour la gestion en faveur du réseau, la valeur d'une flexibilité dépend fortement de son emplacement physique dans le réseau. Une différenciation de la rétribution liée à l'emplacement peut être perçue par l'acteur concerné comme discriminatoire, mais elle doit cependant être autorisée à la condition que le GRD la justifie objectivement.

#### **8.5 Mise en œuvre et installation pour un SCRipER existant**

- (1) Un SCRipER existant est en principe un système déjà opérationnel au 01.11.2017 et non modifié. «Non modifié» signifie que les composants centraux et décentralisés du système étaient déjà



présents à cette date. Un tel système bénéficie d'une protection des droits acquis, et le GRD peut continuer à l'exploiter de manière générale sans autorisation supplémentaire.

- (2) Si le GRD utilise un SCRipER existant chez l'acteur concerné, il peut continuer à le faire jusqu'à ce que ce dernier interdise explicitement cette utilisation. Ce principe d'*opt-out* s'applique aussi pour les nouveaux acteurs concernés qui sont pilotés par un SCRipER existant, ou chez qui il est installé un nouveau destinataire ou contact de commutation du SCRipER existant.
- (3) La loi ne prescrit pas de rétribution d'utilisation de la flexibilité pour les SCRipER existants.
- (4) Si des parties d'un système existant sont renouvelées pour maintenir sa fonctionnalité, le principe d'*opt-out* peut être conservé.
- (5) Si sa fonctionnalité est étendue, il faut demander le consentement de l'acteur concerné (principe d'*opt-in*).

