

Annexes au rapport de l'étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

Fiches Pays

7 juillet 2016

Non confidentiel

Table des matières

Section 1	Royaume-Uni	2
	Cadre de régulation des réseaux	3
	Régulation incitative de la continuité d'alimentation	4
	Distribution	4
	Transport	13
	Retour d'expérience	16
Section 2	Allemagne	18
	Cadre de régulation des réseaux	19
	Régulation incitative de la continuité d'alimentation	21
	Distribution	22
	Transport	27
	Retour d'expérience	28
Section 3	Italie	29
	Cadre de régulation des réseaux	29
	Régulation incitative de la continuité d'alimentation	30
	Distribution	30
	Transport	43
	Retour d'expérience	49
Section 4	Suède	51
	Cadre de régulation des réseaux	52
	Régulation incitative de la continuité d'alimentation	54
	Distribution	54
	Transport	61
	Retour d'expérience	64
Section 5	Espagne	66
	Cadre de régulation des réseaux	66
	Régulation incitative de la continuité d'alimentation	68
	Distribution	68
	Transport	74
	Retour d'expérience	77

Section 1

Avant-propos

- 1.1 Dans le cadre de l'étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mandatée par les services de la CRE, FTI-CL Energy a effectué une revue des pratiques de régulation dans cinq pays européens : le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Italie, la Suède et l'Espagne.
- 1.2 Pour chaque pays, une fiche détaillée a été élaborée sur la base d'informations publiques et d'entretiens avec des régulateurs et des gestionnaires de réseau. Chaque fiche aborde, de manière séparée pour la distribution et le transport : (i) le principe de régulation incitative de la continuité d'alimentation ; (ii) les indicateurs utilisés ; (iii) les cibles et leur méthodologie de fixation ; (iv) la force de l'incitation ; (v) la gestion du risque pour les opérateurs ; et enfin (vi) les mécanismes complémentaires de suivi de la qualité.
- 1.3 Ces fiches font l'objet des présentes annexes. Elles ont été conçues en support du rapport général de l'étude et doivent donc être utilisées en complément de ce dernier.

Section 2

Royaume-Uni

Caractéristiques des réseaux de distribution et de transport au Royaume-Uni

Les réseaux publics d'électricité au Royaume-Uni sont organisés en trois niveaux :

- Basse tension (jusqu'à 22 kV). En 2013, ils représentaient 391 514 km, dont 327 593 km souterrains (84 %) et 63 921 km aériens (16 %).
- Moyenne tension (comprise entre 33 kV et 132 kV). En 2013, ils représentaient 325 912 km, dont 157 576 km souterrains (48 %) et 168 336 km aériens (52 %).
- Très haute tension (comprise entre 132 et 400 kV). En 2013, ils représentaient 72 538 km.

Les niveaux de basse et moyenne tensions sont considérés comme relevant du périmètre de la distribution, tandis que la haute et la très haute tension correspondent au périmètre du transport.

Le Royaume-Uni compte trois gestionnaires de réseau de transport, répartis par zone géographique :

- National Grid pour l'Angleterre et le Pays de Galles ;
- Scottish Power Transmission Limited pour le sud de l'Ecosse ; et
- Scottish Hydro Electric Transmission Limited pour le nord de l'Ecosse et les îles écossaises.

Il existe 21 gestionnaires de réseau de distribution, dont 14 desservant plus de 100 000 clients et se partageant 99,5 % de la demande (30 millions de consommateurs raccordés au réseau de distribution). En 2010, 325 TWh ont été transportés et fournis aux consommateurs finals.

Sources : CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, 2015 ; Mercados study on tariff design for distribution systems, 2015.

Cadre de régulation des réseaux

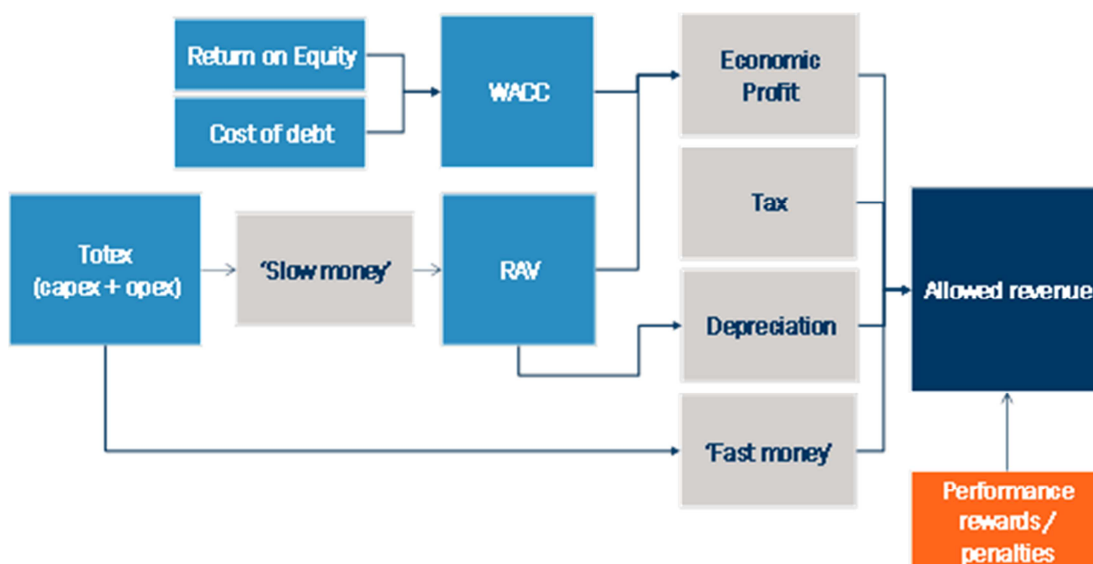
- 2.1 En juillet 2010, le régulateur britannique de l'énergie, l'Ofgem¹, a proposé une réforme de la régulation des réseaux à travers une reformulation de la tarification RPI-X en un modèle plus évolué, dit « RIIO » (pour « *Revenue = Incentives + Innovation + Outputs* »). Le mécanisme RIIO vise à assurer la convergence des objectifs de développement des réseaux de transport et de distribution avec les objectifs de réduction des émissions de CO₂.
- 2.2 Plus précisément, le mécanisme RIIO poursuit trois objectifs bien distincts, à savoir :
- Inciter le développement d'un réseau favorisant la décarbonisation de l'économie et le développement des nouvelles technologies ;
 - Permettre aux gestionnaires de réseau de distribution et de transport de financer la modernisation des réseaux avec des investissements estimés à 32 milliards de livres britanniques pour la période 2010 – 2020 ;
 - Améliorer la qualité des services aux clients finals tout en limitant la hausse des prix.
- 2.3 A cet effet, le nouveau cadre tarifaire prévoit un certain nombre de mesures, dont les principales sont listées *infra* :
- Une période tarifaire portée à 8 ans pour : (i) aligner les intérêts des gestionnaires avec les intérêts de long terme du régulateur, et (ii) donner de la visibilité aux opérateurs ;
 - Des pénalités pour les gestionnaires rencontrant des problèmes pour alimenter les clients mais des bonus importants pour les gestionnaires les plus efficaces ;
 - Un fonds de 500 millions de livres britanniques, le « *Low Carbon Networks Fund* » (ci-après « LCNF »), pour garantir le développement des compteurs intelligents et inciter à l'innovation. Le LCNF est complété, pour le transport d'électricité et la distribution du gaz, par le « *Network Innovation Competition* » (ci-après « NIC »).
 - Un système de rémunération garantissant que : (i) les gestionnaires de réseaux pourront financer leurs besoins, et (ii) les coûts et les bénéfices seront répartis entre les consommateurs présents et futurs. Le principe de financement retenu a les caractéristiques suivantes :
 - Des critères de long terme afin de favoriser les investissements dans des nouvelles technologies ;
 - Un retour sur investissement basé sur le coût moyen pondéré du capital (« *Weighted Average Cost of Capital* », ou WACC) ;

¹ Site de l'Ofgem : <https://www.ofgem.gov.uk/electricity>

- L'appréciation de l'exposition aux risques de financement de manière à favoriser l'investissement dans des technologies avec un taux de retour plus incertain (ex : nouvelles technologies) ;
- L'utilisation de l'analyse du taux de rémunération des capitaux propres régulés (« *Return on regulated equity* ») faite durant la cinquième période tarifaire (« *Price Control Review 5* », 2011-2015) afin de s'assurer que les gestionnaires de réseaux efficaces reçoivent un taux de retour attractif en comparaison aux autres gestionnaires.

2.4 La Figure 1 ci-dessous résume les principales caractéristiques du mécanisme de régulation incitative RIIO.

Figure 1 : Principaux éléments du mécanisme de régulation incitative RIIO au Royaume-Uni.



Source : FTI-CL Energy.

Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Distribution

Principe

2.5 Le schéma de régulation incitative des gestionnaires de réseaux de distribution, dit « RIIO-ED1 », est entré en vigueur en avril 2015 pour la période 1^{er} avril 2015 – 31 mars 2023.

2.6 Dans la mesure où la continuité d'alimentation reste l'indicateur le plus important pour les consommateurs, les mécanismes de régulation de la qualité utilisés dans la période tarifaire précédente (« *Distribution Price Control Review 5* », ci-après « *DPCR5* », en vigueur entre le 1^{er} avril 2010 et le 31 mars 2015) ont été prolongés dans RIIO-ED1. Ils comprennent :

- Un schéma d'incitation à la réduction des coupures (« *Interruption Incentive Scheme* », ci-après « IIS »), par lequel les gestionnaires de réseau sont incités financièrement sur le nombre et la durée des coupures par rapport à une cible déterminée par comparaison des performances dans le secteur ;
- Des standards garantis de performance (« *Guaranteed standards of performance* »), par lesquels les clients reçoivent un paiement forfaitaire si les gestionnaires de réseau ne respectent pas des niveaux de qualité minimale ;
- Un dispositif pour les clients les plus mal alimentés (« *Worst served customers* »), par lequel les gestionnaires de réseau ont accès à des financements pour améliorer la continuité de ce groupe de clients ; et
- Des indicateurs secondaires (« *Secondary deliverables* ») pour suivre la charge, la santé et la résilience des actifs de réseau.

Indicateurs

- 2.7 Deux indicateurs sont suivis dans le cadre de l'IIS, à savoir (i) les minutes de coupures par client (« *Customer Minutes Lost* », ci-après « CML »), et (ii) les coupures par client (« *Customer Interruptions* », ci-après « CI »). Ils sont définis par les formules suivantes :

$$CML = \frac{\sum \text{Durée des coupures suivies}}{\text{Nombre total de clients raccordés au réseau}}$$

$$CI = \frac{\text{Nombre de clients affectés par les coupures suivies}}{\text{Nombre total de clients raccordés au réseau}}$$

- 2.8 Il a été décidé de ne pas suivre les coupures brèves (> 1 seconde et ≤ 3 minutes) car les consommateurs ont indiqué lors du processus de consultation² qu'ils préféreraient réduire la durée des interruptions plutôt que leur nombre.
- 2.9 Toutes les coupures de plus de 3 minutes sont suivies, à l'exception des coupures ayant pour cause des incidents climatiques extrêmes ou des événements exceptionnels non liés à la responsabilité de l'opérateur (actes de malveillance ou vols) qui sont exclues du calcul des indicateurs, à partir de certains seuils. Ainsi, tout incident climatique classifié en catégorie 1 (taux journalier de défaillance du réseau 8 fois plus élevé que la moyenne) ou dans une catégorie supérieure ne sera pas pris en compte. Pour les événements exceptionnels, les seuils sont fixés en termes de CI et CML. La Figure 2 présente ces seuils.

² Ofgem, « *Consumer First Panel - Year 4* »

Figure 2 : Seuils d'exclusion des incidents climatiques extrêmes du calcul des indicateurs de qualité d'alimentation sous RIIO-ED1.

DNO	Threshold	
	Category 1 - Medium severe weather events	Category 2 - Large severe weather events
	8 x mean HV and above daily average incident rate	13 x mean HV and above daily average incident rate
ENWL	54	87
NPgN	36	58
NPgY	39	63
WMID	63	102
EMID	66	108
SWALES	42	68
SWEST	59	96
LPN	12	20
SPN	54	87
EPN	93	151
SPD	76	123
SPM	69	112
SSEH	59	95
SSES	66	108

DNO	CI threshold	CML threshold
ENWL	1.1	0.8
NPgN	1.6	1.3
NPgY	1.1	0.9
WMID	1.0	0.8
EMID	1.0	0.8
SWALES	2.3	1.8
SWEST	1.6	1.3
LPN	1.1	0.9
SPN	1.1	0.9
EPN	0.7	0.6
SPD	1.3	1.0
SPM	1.7	1.3
SSEH	3.4	2.7
SSES	0.8	0.7

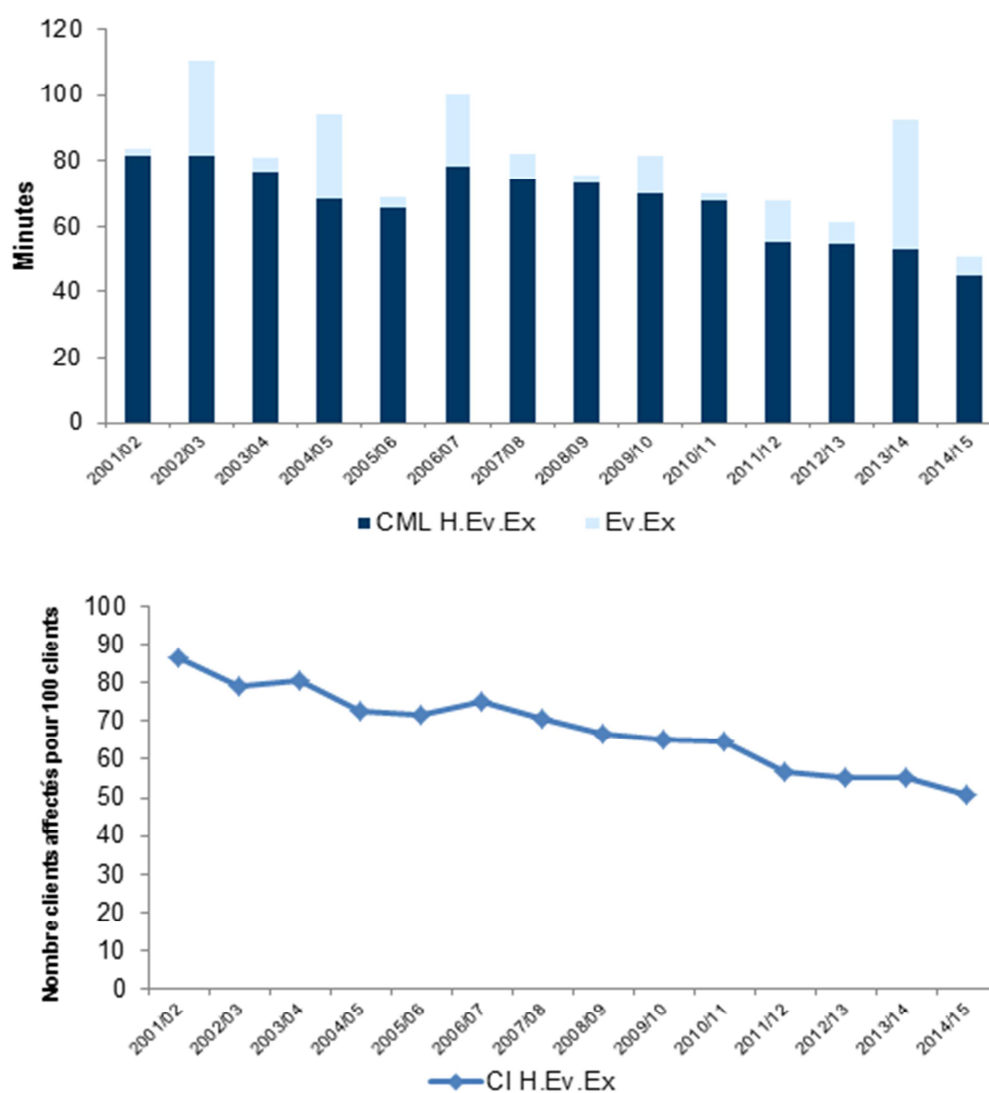
Source : Ofgem (2013), « Strategy decision for RIIO-ED1 – Reliability and safety ».

- 2.10 Dans la mesure où les coupures planifiées ont un impact moindre sur le bien-être des clients finals, elles reçoivent un poids de 50 % dans le calcul des indicateurs de continuité. Ce facteur de pondération a été introduit dès 2005, pour la période tarifaire DCPR4. Il semble que l'Ofgem considère qu'il n'est pas légitime de pénaliser les gestionnaires pour des coupures visant à maintenir ou améliorer l'état des réseaux, avec des conséquences positives sur les niveaux de continuité d'alimentation, avec la même force que pour des coupures non planifiées.

2.11 Dans sa décision stratégique sur RIIO-ED1³, l'Ofgem indique que les gestionnaires de réseaux sont tenus de communiquer les mesures de CI et CML obtenues par les compteurs intelligents, là où c'est possible, en parallèle de leurs systèmes actuels de mesure. L'Ofgem fait part du souhait que les gestionnaires adaptent leurs systèmes d'information pour utiliser ces données en priorité. La première notification de la coupure, que ce soit par téléphone ou par signalement du compteur intelligent, doit toujours être considérée comme l'heure de début de l'incident.

2.12 La Figure 3 ci-dessous fait état de l'évolution des indicateurs moyens de qualité sur la période 2001 – 2015.

Figure 3 : Evolution du CML et du CI et au Royaume-Uni sur la période 2001-2015.



³ Ofgem (2013), « Strategy decision for RIIO-ED1 / Reliability and safety ».

Notes : Valeurs moyennes pour les 14 distributeurs. CML H.Ev.Ex (Hors événements exceptionnels) correspond à l'indicateur incité dans le cadre de la régulation de la continuité d'alimentation.

Source : Ofgem.

2.13 Entre 2001/02 et 2014/15, le schéma incitatif de la continuité d'alimentation (« *Interruption Incentive Scheme* ») en place au Royaume-Uni a ainsi permis de réduire de 40 % la durée moyenne des coupures et de 46 % le nombre moyen de coupures⁴. En 2014/15, le CML s'établit à environ 45 minutes, tandis qu'environ 50 % des clients ont été affectés par au moins une coupure.

Cibles de référence

2.14 Chaque indicateur fait l'objet d'incitations séparées pour : (i) les coupures planifiées, et (ii) les coupures non planifiées.

2.15 Un facteur annuel d'amélioration a été appliqué aux valeurs moyennes individuelles des indicateurs de coupures non planifiées sur la période 2008-2012 afin d'obtenir des valeurs cibles pour chaque gestionnaire tout au long de RIIO-ED1 :

- 1,5 % d'amélioration annuelle pour les gestionnaires en dessous de la valeur moyenne du benchmark ; et
- 0,5 % d'amélioration annuelle pour les gestionnaires au-dessus de la valeur moyenne du benchmark.

2.16 Le niveau des facteurs d'amélioration requis a été déterminé par l'Ofgem après consultation des parties prenantes. Il n'est pas considéré excessif, dans la mesure où les gestionnaires de réseau surperforment globalement leurs trajectoires de cibles.

2.17 Les cibles indicatives pour le CI et le CML liés aux coupures non planifiées sont présentées dans la Figure 4 ci-dessous.

⁴ Ofgem (2015), « *Electricity Distribution Company Performance 2010 to 2015* »

Figure 4 : Cibles indicatives pour le CI et le CML liés aux coupures non planifiées sous RIIO-ED1.

DNO	Current Average Performance ⁵	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23
ENWL	43.4	44.3	43.6	42.8	41.9	41.1	40.3	39.5	38.7	37.9	37.2	36.5
NPgN	62.8	57.6	56.5	55.3	54.3	53.2	52.2	51.2	50.2	49.2	48.3	47.4
NPgY	63.2	62.7	61.5	60.2	59.0	57.8	56.7	55.6	54.5	53.4	52.4	51.3
WMID	67.3	65.7	64.2	62.8	61.5	60.1	58.8	57.6	56.3	55.1	53.9	52.8
EMID	45.5	45.3	44.3	43.3	42.3	41.4	40.4	39.5	38.7	37.8	37.0	36.2
SWALES	28.7	41.6	41.6	41.6	41.6	41.6	40.7	39.8	38.8	37.9	37.1	36.2
SWEST	35.0	49.5	49.5	49.5	49.5	49.5	48.6	47.6	46.6	45.6	44.6	43.6
LPN	41.4	42.2	41.8	41.2	40.5	39.9	39.3	38.7	38.2	37.6	37.0	36.5
SPN	70.3	54.6	53.3	52.1	51.0	49.8	48.7	47.6	46.6	45.5	44.6	43.6
EPN	64.7	55.6	54.3	53.1	51.9	50.8	49.7	48.6	47.5	46.5	45.5	44.5
SPD	47.8	46.7	45.8	44.8	43.9	43.0	42.2	41.3	40.5	39.7	38.9	38.1
SPMW	41.0	40.0	39.1	38.2	37.3	36.4	35.6	34.8	34.0	33.2	32.5	31.8
SSEH	62.8	59.9	58.6	57.3	56.0	54.8	53.6	52.4	51.3	50.2	49.1	48.1
SSES	59.4	53.3	52.2	51.1	50.1	49.1	48.1	47.2	46.2	45.3	44.5	43.6

* Current average (LV, HV, NGC, DG, OCS 08/09 - 11/12) (EHV, 132kV 02/03 - 11/12)

DNO	Current Average	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23
ENWL	48.1	47.9	47.6	47.4	47.2	46.9	46.7	46.5	46.2	46.0	45.6	45.5
NPgN	63.2	62.3	61.3	60.4	60.1	59.8	59.5	59.2	58.9	58.6	58.3	58.1
NPgY	70.3	69.2	68.2	67.2	66.2	65.2	64.2	63.2	62.3	61.3	60.4	59.5
WMID	93.6	92.2	90.9	89.5	88.2	86.8	85.5	84.2	83.0	81.7	80.5	79.3
EMID	59.2	58.3	57.4	56.6	55.7	54.9	54.1	53.8	53.5	53.2	53.0	52.7
SWALES	55.6	55.3	55.0	54.7	54.4	54.2	53.9	53.6	53.4	53.1	52.8	52.6
SWEST	57.3	57.0	56.7	56.5	56.2	55.9	55.6	55.3	55.1	54.8	54.5	54.2
LPN	29.3	29.1	29.0	28.8	28.7	28.5	28.4	28.3	28.1	28.0	27.8	27.7
SPN	73.2	72.1	71.0	69.9	68.9	67.8	66.8	65.8	65.5	65.2	64.8	64.5
EPN	75.0	73.9	72.8	71.7	70.6	69.6	69.2	68.9	68.5	68.2	67.9	67.5
SPD	51.8	51.5	51.3	51.0	50.8	50.5	50.3	50.0	49.8	49.5	49.3	49.0
SPMW	37.6	37.4	37.2	37.0	36.9	36.7	36.5	36.3	36.1	35.9	35.8	35.6
SSEH	69.0	68.6	68.3	67.9	67.6	67.3	66.9	66.6	66.3	65.9	65.6	65.3
SSES	64.8	63.9	62.9	62.0	61.0	60.7	60.4	60.1	59.8	59.5	59.2	58.9

* Current average (LV, HV, NGC, DG, OCS 08/09 - 11/12) (EHV, 132kV 02/03 - 11/12)

Source : Ofgem (2013), « Strategy decision for RIIO-ED1 – Reliability and safety ».

- 2.18 Les cibles annuelles individuelles pour les indicateurs liés aux coupures planifiées sont fixées au niveau de la moyenne des valeurs observées sur 3 ans avec 2 ans de décalage, selon la formule :

$$Cible_t = \frac{\sum(Performance\ obs_{t-4} + Performance\ obs_{t-3} + Performance\ obs_{t-2})}{3} [1]$$

- 2.19 L'utilisation d'une moyenne mobile pour la détermination de ces cibles est une nouveauté de la période tarifaire RIIO-ED1. Auparavant, l'Ofgem fixait des seuils à ne pas dépasser pour chaque gestionnaire. Il est considéré que cette nouvelle approche permet de tenir compte des niveaux de travaux intrinsèquement nécessaires à l'amélioration des réseaux, sans nécessiter de prévisions par les gestionnaires⁵.

- 2.20 Les gestionnaires de réseau sont autorisés à proposer des cibles alternatives pour tous les indicateurs en les justifiant sur la base de leurs modèles d'affaires pour RIIO-ED1.

⁵ Ofgem (2012), « Reliability and Safety Working Group – Quality of Service »

Force de l'incitation

- 2.21 Les taux d'incitation pour le CI et le CML, présentés dans la Figure 5 ci-dessous, ont été calculés en se basant sur la valeur de la défaillance définie dans le cadre de RIIO-T1, soit 16 000 £/MWh. Cette valeur a été déterminée sur la base d'une enquête clients menée par London Economics pour le compte de l'Ofgem et du Ministère de l'Énergie et du Changement Climatique (« *Department of Energy and Climate Change* », ou « DECC »)⁶. Elle correspond à la moyenne des disponibilités à payer pour éviter une coupure des clients résidentiels et professionnels, pondérée par la demande respective de ces deux segments. Il en résulte des taux d'incitations individuels, auxquels est appliquée l'incitation à l'efficacité.

Figure 5 : Taux annuels d'incitation du CI et du CML sous RIIO-ED1.

DNO	CI incentive rates £m	CML incentive rates £m
ENWL	0.35	0.86
NPgN	0.24	0.58
NPgY	0.34	0.83
WMID	0.37	0.90
EMID	0.39	0.96
SWALES	0.17	0.40
SWEST	0.23	0.57
LPN	0.34	0.83
SPN	0.34	0.82
EPN	0.53	1.29
SPD	0.30	0.73
SPMW	0.22	0.54
SSEH	0.11	0.27
SSES	0.44	1.08

Source : Ofgem (2013), « *Strategy decision for RIIO-ED1 – Reliability and safety* ».

- 2.22 Les récompenses ou pénalités individuelles liées à la régulation sont calculées de la manière suivante :
- Pour le CI : $Bonus/Malus = (CI_{ref} - CI_{obs}) \times Taux\ d'incitation\ individuel [2]$;
 - Pour le CML : $Bonus/Malus = (CML_{ref} - CML_{obs}) \times Taux\ d'incitation\ individuel [3]$.
- 2.23 De même que pour les cibles, les gestionnaires de réseau sont autorisés à proposer des taux alternatifs d'incitation dans la mesure où ils justifient leur demande sur la base de leur modèle d'affaires pour RIIO-ED1.

⁶ London Economics (2013), « *The Value of Lost Load (VoLL) for electricity in Great Britain* », https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/224028/value_lost_load_electricity_gb.pdf

Gestion des risques pour les opérateurs

- 2.24 La récompense ou pénalité annuelle maximale est limitée à 2,5 % sur le taux de rémunération des capitaux propres régulés⁷. En 2013, l'Ofgem a estimé les montants de revenu exposés à l'IIS pour chaque gestionnaire de réseau, présentés dans la Figure 6 ci-dessous.

Figure 6 : Exposition du revenu aux indicateurs incités CI et CML.

DNO	Customer Interruptions (CI)		Customer Minutes Lost (CML)	
	Total RIIO-ED1 RORE bps (pre tax)	Annual Revenue Exposure £m	Total RIIO-ED1 RORE bps (pre tax)	Annual Revenue Exposure £m
ENWL	67	3.96	183	10.92
NPGN	67	2.59	183	7.14
NPGY	67	3.56	183	9.82
WMID	67	4.80	183	13.24
EMID	67	4.64	183	12.80
SWALES	67	2.17	183	5.97
SWEST	67	3.25	183	8.97
LPN	67	3.60	183	9.93
SPN	67	3.77	183	10.39
EPN	67	5.69	183	15.69
SPD	67	3.95	183	10.88
SPMW	67	4.10	183	11.30
SSEH	67	2.45	183	6.76
SSES	67	5.03	183	13.88

Source : Ofgem (2013), « Strategy decision for RIIO-ED1 / Reliability and safety ».

- 2.25 Néanmoins, si un gestionnaire est à la limite inférieure pendant plusieurs périodes, l'Ofgem se réserve le droit de prendre des mesures complémentaires.

Mécanismes complémentaires de suivi de la qualité

- 2.26 Les standards garantis de performance, déjà présents dans le DPCR5 et ayant occasionné des paiements d'environ 11 millions de livres britanniques sur cette période⁸, ont été prolongés ou renforcés sous RIIO-ED1. Le Tableau 1 présente les principaux standards relatifs à la continuité d'alimentation et les paiements associés en cas de non-respect. Les montants de compensation ne peuvent pas dépasser 700 £ par client et par an.

⁷ Le taux de rémunération des capitaux propres régulés (« Return on Regulatory Equity », ou « RORE ») correspond au rendement financier obtenu par les actionnaires d'un gestionnaire de réseau pendant une période de régulation. Il est déterminé en utilisant des définitions de revenus et de coûts prévues dans le régime de régulation ainsi que des hypothèses concernant l'effet de levier et le coût de la dette. Il fournit une base de comparaison de la performance des différents gestionnaires.

⁸ Ce montant correspond aux paiements consentis par les 14 gestionnaires de réseau de distribution. Source : voir note de bas de page 4.

Tableau 1 : Standards garantis et paiements sous RIIO-ED1.

Code	Service	Standard	Paiement
EGS2	Rétablissement de l'alimentation (conditions normales)	12h	75 £ pour résidentiel, 150 £ pour professionnel 35 £ par tranche de 12h supplémentaire
EGS2A	Coupures multiples	4 coupures ou plus de plus de 3h par an	75 £
EGS2B	Rétablissement de l'alimentation (conditions normales, plus de 5000 clients coupés)	24h	75 £ pour résidentiel, 150 £ pour professionnel 35 £ par tranche de 12h supplémentaire
EGS4	Notification des coupures planifiées	Entre 2 et 5 jours ouvrés	30 £ pour résidentiel, 60 £ pour professionnel
EGS11	Rétablissement de l'alimentation (conditions exceptionnelles)	Entre 24h et 48h en fonction de la catégorisation de l'incident	70 £

Source : Ofgem.

2.27 Le dispositif « *Worst served customers* » a également été prolongé. L'Ofgem mettra 76,5 millions de livres britanniques à disposition de l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution sur la période RIIO-ED1 afin d'améliorer la fourniture de clients subissant en moyenne 4 interruptions par an pendant 3 ans. Ces fonds sont mis à disposition sur une base « *use it or lose it* » : soit les gestionnaires les utilisent pour mener à bien des mesures d'amélioration de la qualité des clients concernés et sont soumis à des contrôles sur l'amélioration effective (25 % de réduction des coupures avec un plafond de 1000 £ par client concerné par le programme), soit ils n'en font pas usage. Pendant la période tarifaire DCPR5, 108 programmes d'amélioration ont été développés par 9 des 14 gestionnaires de réseau, mobilisant environ 20 % de l'enveloppe de 42 millions de livres britanniques mise à disposition par l'Ofgem. Parmi les 15 programmes terminés fin 2015, qui ont permis une réduction moyenne des coupures de 31 %, 12 ont atteint l'objectif des 25 % de réduction et ont pu recouvrer l'intégralité des coûts associés⁹. Des indicateurs concernant : (i) la charge supportée par les postes sources de chaque gestionnaire (« *Load index* »), (ii) la santé et le caractère critique de certaines classes d'actifs, et (iii) la résilience des réseaux, sont également suivis par l'Ofgem. Ils ne font cependant pas l'objet d'une incitation.

⁹ Source : voir note de bas de page 4.

Transport

Principe

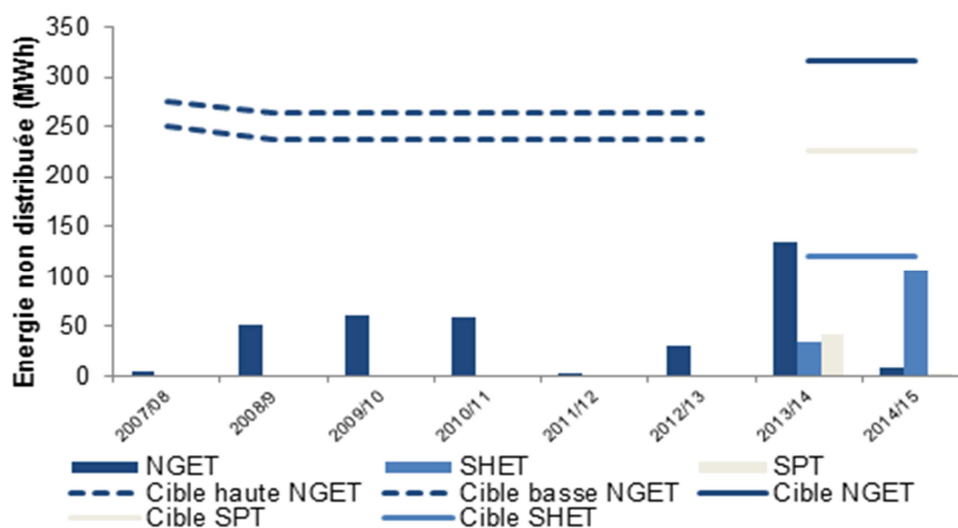
- 2.28 Le schéma de régulation incitative des gestionnaires de réseaux de transport, dit « RIIO-T1 », est entré en vigueur en avril 2013 pour la période 1^{er} avril 2013 – 31 mars 2021.
- 2.29 La qualité d'alimentation des trois gestionnaires de réseau de transport est mesurée par la quantité annuelle d'énergie non distribuée. Cela représente une évolution par rapport à la période tarifaire précédente (« *Transmission Price Control Review 5* », ci-après « TPCR5 »), dans laquelle seul National Grid Electricity Transmission plc (ci-après « NGET ») était incité sur l'énergie non distribuée, tandis que Scottish Power Transmission Ltd (ci-après « SPT ») et Scottish Hydro Electric Transmission Ltd (ci-après « SHET ») étaient incités sur le nombre de coupures. Dans sa décision stratégique sur RIIO-T1¹⁰, l'Ofgem justifie ce choix par la nécessité d'avoir un indicateur commun prenant en compte à la fois le nombre de coupures et l'énergie non distribuée. En effet, un indicateur fondé uniquement sur le nombre de coupures ne donne pas d'incitation à rétablir la fourniture aussi rapidement que possible.
- 2.30 Un rapport annuel sur les effets de RIIO-T1, détaillant notamment les valeurs d'énergie non distribuée pour chacun des trois gestionnaires de réseau, a été publié pour les années 2013-2014 et 2014-2015.

Indicateurs

- 2.31 L'énergie non distribuée correspond à l'énergie qui aurait été fournie aux utilisateurs s'il n'y avait pas eu de coupure. Elle est mesurée en MWh.
- 2.32 Il a été décidé de ne pas prendre en compte l'énergie non distribuée lors de coupures brèves (> 1 seconde et ≤ 3 minutes) dans la mesure où les gestionnaires n'ont que peu d'influence sur ce type de coupure et qu'elles ne représentent qu'une partie infime de l'énergie non distribuée.
- 2.33 Sont également exclues : (i) les coupures non liées à la responsabilité du gestionnaire (indisponibilité d'une centrale de production, déconnexion demandée par un client), et (ii) les coupures résultant d'actions visant à garantir la sûreté publique, de dommages de tiers, d'incidents climatiques extrêmes ou d'autres événements exceptionnels, à condition que la cause soit démontrée par le gestionnaire et validée par l'Ofgem.
- 2.34 La Figure 7 ci-dessous fait état de l'évolution l'énergie non distribuée sur la période 2007 – 2015.

¹⁰ Ofgem (2011), « *Strategy for RIIO-T1 – Outputs and incentives* »

Figure 7 : Evolution de l'END au Royaume-Uni sur la période 2007-2015.



Notes : Les gestionnaires SHET et SPT sont incités sur l'END seulement depuis l'introduction de la régulation RIIO-T1, c'est-à-dire depuis 2013/14.

Source : Ofgem.

2.35 On observe des niveaux d'END inférieurs à 100 MWh sur toute la période, à l'exception de 2013/14 pour National Grid (135 MWh) et de 2014/15 pour Scottish Hydro Electric Transmission (106 MWh). La performance des gestionnaires se situe largement en dessous des cibles fixées par le régulateur britannique, en particulier pour National Grid.

Cibles de référence

2.36 Les cibles annuelles sont fixées pour toute la durée de RIIO-T1 :

- 316 MWh pour NGET ;
- 225 MWh pour SPT ; et
- 120 MWh pour SHET.

2.37 L'Ofgem a décidé de ne pas prolonger le dispositif de bande morte qui existait sous TPCR5, dans la mesure où elle considère qu'une période tarifaire de 8 ans permet aux gestionnaires de gérer les fluctuations de court terme.

2.38 FTI-CL Energy ne dispose pas d'éléments sur la méthode de fixation des cibles, et en particulier sur la justification de l'augmentation de la cible pour NGET entre DCPR5 et RIIO-T1 alors que le gestionnaire a systématiquement surperformé le niveau de référence.

Force de l'incitation

2.39 La valeur de la défaillance a été établie à 16 000 £_{2009/10}/MWh pour toute la période RIIO-T1.

2.40 A partir du 1^{er} avril 2015 et jusqu'à la fin de la période RIIO-T1, la formule « principale » de calcul de l'ajustement du revenu de NGET¹¹ pour tenir compte de l'énergie non distribuée est :

$$RI_t = \max[VOLL \times (ENST_{t-2} - ENSA_{t-2}) \times PTIS_{t-2}, RIDPA \times \frac{BR_{t-2} + TIRG_{t-2}}{RPIA_{t-2}}] \times PVF_{t-2} \\ \times PVF_{t-1} \times RPIF_t [4]$$

Avec :

- ENSA_{t-2} : Somme des volumes d'énergie non distribuée dans tous les événements entrant dans le périmètre de l'incitation (« *Incentivised Loss of Supply Events* ») en t-2
- ENST_{t-2} : Cible d'ENS (= 316 MWh) en t-2
- VOLL : *Value of Lost Load* (=16 000 £_{2009/10}/MWh)
- PTIS_{t-2} : Ajustement (« *Post-tax Totex Incentive Strength* ») en t-2
- RIDPA : Ajustement à la baisse maximum (= 3 %)
- BR_{t-2} : Base d'actifs de transport (« *Base Transmission Revenue* ») en t-2
- TIRG_{t-2} : Investissements pour l'intégration d'énergie renouvelable (« *Transmission Investment for Renewable Generation* ») en t-2
- RPIA_{t-2} : Indice moyen des prix à la consommation en t divisé par l'indice moyen des prix à la consommation sur l'année 2009/2010
- RPIF_t : Ajustement pour l'évolution de l'indice des prix à la consommation en t
- PVF_{t-2} et PVF_{t-1} : Facteurs d'actualisation pour les années t-2 et t-1

Gestion des risques pour les opérateurs

2.41 Les pénalités liées à l'énergie non distribuée sont limitées à 3 % du revenu autorisé. L'Ofgem considère qu'il existe un plafond de prime « naturel », correspondant à une situation où il n'y aurait pas d'énergie non distribuée.

Mécanismes complémentaires de suivi de la qualité

2.42 En parallèle de l'énergie non distribuée, l'Ofgem suit un certain nombre d'indicateurs secondaires (« *Secondary deliverables* ») qui mesurent notamment la performance du renouvellement sur le long terme des actifs de réseau :

¹¹ NGET, « *Electricity Transmission Licence Special Conditions* » (3.C *Reliability Incentive Adjustment in Respect of Energy Not Supplied*)

- Mesure de la condition de certaines classes d'actifs de réseau (« *Network assets condition measure* ») ;
- Mesure du risque du réseau (« *Network risk measure* ») ;
- Mesure de la performance du réseau (« *Network performance measure* ») ;
- Mesure de la capacité du réseau (« *Network capability measure* ») ; et
- Résultats concernant le renouvellement du réseau (« *Network replacement outputs* »).

2.43 Parmi ces cinq mesures (« *Network output measures* », ci-après « NOM »), seuls les résultats concernant le renouvellement du réseau sont associés à une récompense ou pénalité financière. Les objectifs fixés pour les autres dimensions des NOM doivent être atteints à la fin de la période RIIO-T1, c'est-à-dire en 2021, faute de quoi les gestionnaires seront pénalisés (ou récompensés s'ils ont dépassé les objectifs) dans la prochaine période tarifaire.

2.44 SPT et SHET sont tenus de respecter un standard de performance minimale, défini dans une condition spéciale de leur licence d'exploitation du réseau de transport¹². De plus, SHET s'est engagé à verser des compensations monétaires à ses clients restés coupés plus de 6h, avec un paiement additionnel pour les coupures de plus de 12h, selon les mêmes modalités que les standards garantis pour la distribution.

Retour d'expérience

2.45 Pour le gestionnaire de réseau de distribution UK Power Networks, le schéma incitatif de la qualité d'alimentation fait partie des éléments centraux du contrôle tarifaire. L'appréciation du mécanisme est très positive, dans la mesure où il a permis d'améliorer à la fois les niveaux de continuité et l'attention portée au sujet par les gestionnaires de réseau. Selon UK Power Networks, les raisons de ce succès sont l'implication importante des parties prenantes dans le processus d'élaboration des paramètres ainsi que la cohérence et la stabilité dans le temps du mécanisme. L'atteinte et le dépassement des cibles sont visées non seulement pour l'incitation financière, mais également dans une perspective de réputation¹³.

2.46 S'agissant de l'impact des compteurs intelligents, UK Power Networks fait part d'une augmentation de la vitesse de détection des coupures et d'une information améliorée sur les défaillances transitoires survenant sur les réseaux de basse tension. Les compteurs intelligents pourraient permettre d'améliorer le service, dans la mesure où une coupure pourra être identifiée et traitée avant le premier appel d'un client. Cependant, la vitesse de

¹² Ofgem (2012), « *RIIO-T1 : Final proposals for SPT and SHET* »

¹³ Ofgem (2015), « *RIIO Electricity Transmission Annual Report 2014/15* »

rétablissement de l'alimentation pourrait ne pas augmenter autant que la connaissance de la coupure¹⁴. Le déploiement des compteurs intelligents étant encore en cours et rencontrant des difficultés techniques par endroit, l'impact ne peut cependant pas encore être quantifié. Si l'Ofgem dispose de données comparatives suffisantes, une adaptation des cibles pour tenir compte des compteurs intelligents pourrait être envisagée lors de la période tarifaire RIIO-ED2, c'est-à-dire à partir de 2023.

- 2.47 La surperformance des gestionnaires de réseau de transport par rapport aux cibles 2013/14 et 2014/15 s'est traduite par des primes de 5,6 M£ pour NGET, 1,2 M£ pour SHET et 5 M£ pour SPT.

¹⁴ UK Power Networks cite l'exemple d'une interruption survenant pendant la nuit et ne pouvant être traitée qu'autour de 6h du matin, faute de disponibilité de personnel, ce qui représente néanmoins une amélioration par rapport à une détection par les clients à 7h du matin.

Section 3

Allemagne

Caractéristiques des réseaux de distribution et de transport en Allemagne

Les réseaux publics d'électricité en Allemagne sont organisés en quatre niveaux :

- Basse tension (BT, inférieure à 1kV). En 2013, ils représentaient 1 156 785 km, dont 1 029 542 km souterrains (89 %) et 127 243 aériens (11 %).
- Moyenne tension (MT, comprise entre 1 kV et 72,5 kV). En 2013, ils représentaient 509 866 km, dont 398 232 km souterrains (78 %) et 111 634 km aériens (22 %).
- Haute tension (HT, comprise entre 72,5 kV et 125 kV). En 2013, ils représentaient 96 308 km.
- Très haute tension (THT, supérieure à 125 kV). En 2013, ils représentaient 34 797 km.

Les niveaux de basse, moyenne et haute tension sont considérés comme relevant du périmètre de la distribution, tandis que la très haute tension correspond au transport.

L'Allemagne compte quatre gestionnaires de réseau de transport, répartis par zone géographique :

- Amprion pour la zone nord-ouest ;
- TenneT TSO pour la zone centrale ;
- TransnetBW pour la zone sud-ouest ; et
- 50Hertz pour la zone est.



En 2013, il existait 883 gestionnaires de réseau de distribution dont 103 desservant plus de 100 000 clients et se partageant 74 % de la demande totale (49,3 millions de consommateurs raccordés au réseau de distribution). En 2010, 491 TWh ont été transportés et fournis aux consommateurs finals.

Sources : CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, 2015 ; Mercados study on tariff design for distribution systems, 2015.

Cadre de régulation des réseaux

- 3.6 A la suite d'une décision du législateur en 2005, le régulateur allemand des réseaux – la *Bundesnetzagentur* (ci-après la « BNetzA »¹⁵), a proposé l'introduction d'une régulation incitative des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz, jusqu'alors de type « *cost-plus* ». Ce nouveau cadre de régulation, régi par l'arrêté sur la régulation incitative (« *Anreizregulierungsverordnung* », ci-après « ARegV ») du 29 octobre 2007, est entré en vigueur en 2009. La première période tarifaire a couvert les années 2009 à 2013, la deuxième période concerne les années 2014 à 2019.
- 3.7 La BNetzA – ou les autorités de régulation des *Länder* dans le cas où elles n'ont pas délégué leurs pouvoirs de régulation à la BNetzA¹⁶ – fixe en amont le montant maximal de recettes que chaque gestionnaire de réseau peut recevoir annuellement pendant les cinq années de la période tarifaire. Pour chaque gestionnaire, ce montant est déterminé sur la base (i) de ses coûts réels ; et (ii) de son efficacité.
- 3.8 Précisément, la détermination du montant maximal des recettes s'articule autour de trois étapes.
- 3.9 *Premièrement*, un niveau de référence des recettes est estimé sur la base d'un contrôle des coûts de chaque gestionnaire de réseau deux ans en amont de la nouvelle période tarifaire. Les coûts sont différenciés entre coûts compressibles et coûts incompressibles.
- 3.10 *Deuxièmement*, en parallèle, le régulateur conduit un processus de comparaison de l'efficacité des gestionnaires au niveau fédéral. Chaque gestionnaire de réseau obtient une valeur d'efficacité exprimée en pourcentage¹⁷. La comparaison s'effectue sur la base des coûts contrôlés, en excluant les coûts incompressibles tels que les coûts générés par des réseaux en amont. Le régulateur prend en compte les différences structurelles en termes de : (i) nombre de points de soutirage et de comptage ; (ii) longueur des câbles ; (iii) densité de charge ; et (iv) surface géographique desservie. Les valeurs des gestionnaires de réseau

¹⁵ Site de la Bundesnetzagentur : http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/EN/Areas/Energy/Companies/GeneralInformationOnEnergyRegulation/IncentiveRegulation/IncentiveRegulation_node.html

¹⁶ La *Bundesnetzagentur* est responsable des gestionnaires de réseau de transport et des gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients ou dont les lignes s'étendent sur plus d'une région (« *Land* »). Les autorités de régulation des *Länder* sont responsables des gestionnaires de réseau de distribution ne rentrant pas dans les catégories susnommées mais peuvent décider de déléguer leurs pouvoirs à la *Bundesnetzagentur*. C'est le cas des *Länder* de Berlin, Brandebourg, Brême, Schleswig-Holstein et Thuringe.

¹⁷ Le gestionnaire le plus efficace parmi ses comparables obtiendra une valeur d'efficacité de 100 %.

de transport¹⁸ sont établies sur la base d'une comparaison internationale (par opposition à nationale pour la distribution) et en tenant compte des spécificités nationales.

3.11 *Troisièmement*, la valeur d'efficacité est appliquée aux coûts compressibles de manière à déterminer un bloc de coûts « efficaces » et un bloc de coûts « inefficaces ». Ce dernier bloc n'est pas pris en compte pour le calcul du revenu maximal autorisé. Le revenu maximal autorisé est finalement défini par la BNetzA pour chaque gestionnaire de réseau suivant la formule suivante :

$$EO_t = K_{Adnb,t} + (K_{Avnb,0} + (1 - V_t) \cdot K_{Ab,t}) \times \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \times EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) [5]$$

3.12 Avec :

- EO_t : revenu maximal autorisé en année t ;
- $K_{Adnb,t}$: coûts durablement incompressibles en année t ;
- $K_{Avnb,0}$: coûts provisoirement incompressibles dans l'année de référence ;
- V_t : taux de réduction des coûts incompressibles « inefficaces » en année t ;
- $VPI_{t/0}$: indice des prix à la consommation en année t / dans l'année de référence ;
- PF_t : facteur général de productivité du secteur en année t ;
- EF_t : facteur d'extension en année t ;
- Q_t : facteur qualité en année t ;
- $VK_{t/0}$: coûts volatils en année t / dans l'année de référence.

3.13 La formule prévaut pour l'ensemble de la période tarifaire. Il convient toutefois de noter que le système intègre des possibilités d'adaptation notamment *via* les investissements « d'extension » et un compte de régulation.

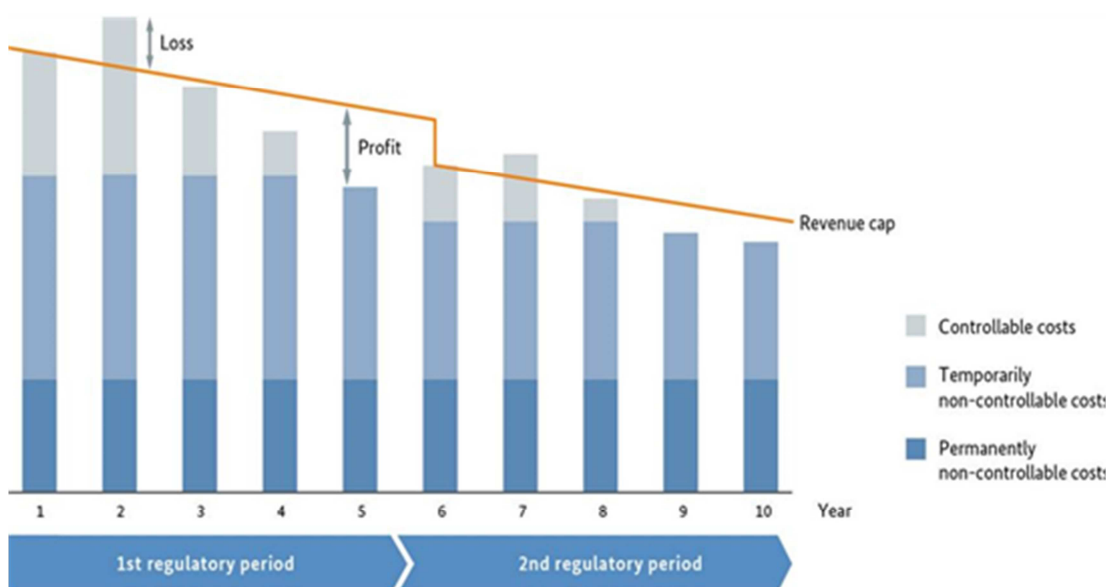
3.14 Les gestionnaires de réseau desservant moins de 30 000 clients peuvent participer à un processus simplifié¹⁹.

¹⁸ 97,4 % pour la première période tarifaire (2009-2013) ; 99 % pour la deuxième période tarifaire (2014-2018).

¹⁹ Pour ces gestionnaires, la valeur d'efficacité est fixée à 87,5 % pour la première période tarifaire (2009-2013) puis comme la moyenne pondérée des valeurs d'efficacité de tous les

3.15 La Figure 8 récapitule le schéma de détermination des revenus des gestionnaires de réseaux en Allemagne.

Figure 8 : Schéma de la régulation incitative des réseaux en Allemagne.



Source : Bundesnetzagentur.

3.16 Pour conclure, mentionnons que le taux de rémunération du capital investi est calculé comme la somme : (i) du rendement moyen sur 10 ans de titres à revenu fixe ; (ii) de la rémunération du risque spécifique aux infrastructures de réseaux d'électricité ; et (iii) de l'impôt sur les sociétés. Ce taux maximum peut être atteint seulement si le gestionnaire démontre une valeur d'efficacité de 100 % et si ses coûts effectifs ne dépassent pas son revenu maximal autorisé.

Régulation incitative de la continuité d'alimentation

3.17 En Allemagne, la régulation de la qualité d'alimentation comprend cinq dimensions :

- La fiabilité du réseau, définie comme la capacité du réseau à transporter de l'énergie d'un endroit à l'autre en respectant des paramètres de qualité ;
- La performance du réseau, définie comme la capacité du réseau à répondre à la demande de transport d'énergie à tout instant et sans congestion ;
- La qualité technique, c'est-à-dire la qualité technique en termes de tension ;

gestionnaires de réseau participant au processus de comparaison pour la deuxième période tarifaire (2014-2018).

- La sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire la sécurité technique dans le sens d'un évitement de dommages pour les hommes et les installations ; et
 - La qualité du service, mesurant la relation commerciale entre un gestionnaire et ses clients.
- 3.18 Les articles 18 à 21 de l'AREgV²⁰ prévoient l'introduction d'un facteur qualité fondé sur la fiabilité du réseau dans la formule de calcul du revenu maximal autorisé (cf. Formule [5]) de la deuxième période tarifaire. Néanmoins, si la BNetzA devait disposer des données nécessaires à son utilisation avant cette échéance, elle pouvait décider de l'introduire au début ou pendant la première période tarifaire. Le facteur qualité a effectivement été introduit en 2012, deux ans en amont de la deuxième période tarifaire.
- 3.19 Le facteur qualité ne concerne que les gestionnaires des réseaux de basse et moyenne tensions qui participent au processus de comparaison de l'efficacité, c'est-à-dire que les gestionnaires de réseau desservant moins de 30 000 clients et les gestionnaires de réseau de transport ne sont pas incités financièrement sur la qualité d'alimentation. Seuls 202 opérateurs, représentant 214 domaines de réseau, sont ainsi concernés par la régulation incitative de la qualité.
- 3.20 Les mécanismes du cadre de régulation incitative de la qualité ont été construits pour respecter le principe de neutralité du revenu des gestionnaires de réseau dans leur ensemble. Les bonus et malus liés au facteur qualité de tous les gestionnaires doivent globalement se compenser.

Distribution

Principe

- 3.21 Le calcul du facteur qualité s'effectue sur la base des données de coupure devant être communiquées par les gestionnaires de réseau à la BNetzA, en application du paragraphe 52 de la loi sur la fourniture d'électricité et de gaz (*EnWG*) du 22 février 2006^{21,22}.
- 3.22 Les valeurs de référence des indicateurs ne sont pas des cibles absolues mais s'intègrent dans un système d'optimisation des coûts et de la qualité. La BNetzA laisse ainsi le choix aux gestionnaires d'améliorer ou non le niveau de continuité sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Ces valeurs permettent une évolution sur le long terme vers le niveau de qualité optimal, où le coût marginal d'amélioration de la qualité du réseau est égal à l'utilité

²⁰ <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html#BJNR252910007BJNG000600000>

²¹ https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_52.html

²² La BNetzA a mené une consultation début 2016 sur les modalités de collecte des données auprès des gestionnaires de réseau pour la redéfinition du facteur qualité, la dernière ayant eu lieu en 2013. Une décision du 18 mars 2016 a organisé une nouvelle collecte de données jusqu'au 30 avril 2016.

marginale des utilisateurs finals. Cette égalité est atteinte grâce à un facteur de monétisation de la valeur de l'énergie non distribuée.

- 3.23 Lors de l'introduction de la régulation incitative de la qualité d'alimentation, les parties prenantes se sont laissés la possibilité de : (i) prendre en compte les coupures brèves ou d'autres indicateurs, comme l'énergie non livrée ou la charge non servie ; (ii) faire rentrer les réseaux de transport dans le cadre de la régulation incitative ; et (iii) calculer le facteur qualité au début et au milieu de chaque période tarifaire, dans une future variante du facteur qualité. Néanmoins, aucune information récente n'est disponible sur ces différents points.

Indicateurs

- 3.24 L'indicateur suivi pour les gestionnaires de réseaux de basse tension est le SAIDI (« *System Average Interruption Duration Index* »), tel que défini par la formule suivante :

$$SAIDI = \left[\sum (Durée (causes climatiques) \times Nombre de clients) + \sum (Durée (action de tiers) \times Nombre de clients) + \sum (Durée (responsabilité de l'opérateur ou causes inconnues) \times Nombre de clients) + \sum (0,5 \times Durée (coupures planifiées autres que changement de compteur) \times Nombre de clients) \right] / Nombre\ total\ de\ clients\ raccordés\ au\ réseau$$

- 3.25 L'indicateur suivi pour les gestionnaires de réseaux de moyenne tension est l'ASIDI (« *Average System Interruption Duration Index* »), tel que défini par la formule suivante :

$$ASIDI = \left[\sum (Durée (causes climatiques) \times Puissance installée des postes de transformation et de livraison coupés) + \sum (Durée (action de tiers) \times Puissance installée des postes de transformation et de livraison coupés) + \sum (Durée (responsabilité de l'opérateur ou causes inconnues) \times Puissance installée des postes de transformation et de livraison coupés) + \sum (0,5 \times Durée (coupures planifiées autres que changement de compteur) \times Puissance installée des postes de transformation et de livraison coupés) \right] / Puissance\ totale\ installée\ des\ postes\ de\ transformation\ et\ de\ livraison$$

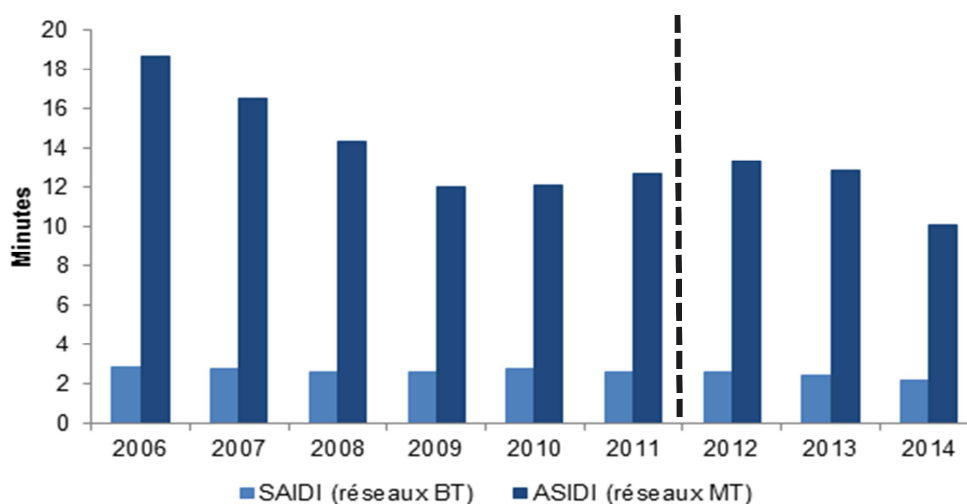
- 3.26 La basse tension correspond au niveau de réseau inférieur à 1 kV et la moyenne tension aux réseaux compris entre 1 kV et 72,5 kV. Si les gestionnaires de réseau opèrent plusieurs niveaux de tension, ils sont tenus de calculer les indicateurs pour chaque niveau.
- 3.27 Sont suivies les coupures de plus de 3 minutes dues : (i) aux événements climatiques, (ii) à l'action de tiers, (iii) à la responsabilité de l'opérateur et (iv) à des causes inconnues. Sont

exclues les coupures dues : (i) aux défaillances sur d'autres niveaux de réseau, (ii) à la force majeure²³ et (iii) les coupures planifiées pour changement de compteur.

3.28 Les coupures planifiées autres que pour changement de compteur sont comptabilisées avec un facteur 0,5 dans le calcul de l'indicateur. En effet, la BNetzA considère que les coupures planifiées occasionnent des coûts moindres puisque les clients finals peuvent s'y préparer. Cependant, elle ne souhaitait pas les exclure totalement du périmètre de l'incitation, dans la mesure où les gestionnaires pourraient être tentés de les surévaluer. La BNetzA a indiqué s'être inspirée du modèle britannique pour établir le niveau de la pondération de ce type de coupures.

3.29 Les données sur la qualité d'alimentation ont commencé à être collectées par la BNetzA en 2006. Elles sont auditées annuellement par les services du régulateur. La Figure 9 ci-dessous fait état de l'évolution des indicateurs moyens de continuité sur la période 2006 – 2015.

Figure 9 : Evolution du SAIDI/ASIDI en Allemagne sur la période 2006-2015.



Notes : Valeurs moyennes nationales pour un consommateur final raccordé au réseau de basse tension (SAIDI) ou de moyenne tension (ASIDI).

Source : Bundesnetzagentur.

3.30 Entre 2006 et 2014, le SAIDI moyen a ainsi diminué d'environ 25 %, passant de 2,9 à 2,2 minutes. L'amélioration est de 43 % pour l'ASIDI moyen, qui passe de 21,6 à 12,3 minutes. Ces très bons niveaux de continuité d'alimentation sont à mettre en perspective avec les taux élevés d'enfouissement des réseaux ainsi que leur redondance, en particulier pour les

²³

Sont considérés comme événements de force majeure : (i) les catastrophes naturelles exceptionnelles (tempêtes avec rafales de vent > 10 Beaufort, tempêtes-ouragans avec rafales de vent > 11 Beaufort), ouragans, inondations exceptionnelles, tremblements de terre), (ii) les grèves, (iii) les attaques terroristes ou la guerre, et (iv) un ordre de déconnexion provenant des autorités publiques.

réseaux MT. L'introduction en 2012 d'un mécanisme incitatif basé sur ces indicateurs semble avoir contribué à l'amélioration. En particulier, après une phase de relative stagnation, voire dégradation de l'ASIDI moyen entre 2009 et 2013, le niveau atteint en 2014 est le meilleur sur toute la période étudiée. Nous renvoyons au paragraphe 3.52 pour le retour d'expérience donné par la BNetzA.

Cibles de référence

3.31 Afin de diminuer l'impact d'événements stochastiques sur la valeur de ses indicateurs SAIDI/ASIDI, chaque gestionnaire de réseau est tenu de calculer une valeur moyenne de l'indicateur sur trois ans. Lors de l'introduction du facteur qualité pour la première période tarifaire, la BNetzA a retenu la valeur moyenne sur les années 2007 à 2009. Pour la deuxième période tarifaire, la valeur considérée est la moyenne sur les années 2009 à 2011.

3.32 L'article 20 de l'ARegV prévoit en outre que les différences structurelles de réseau doivent être prises en compte lors de l'établissement des valeurs de référence. Sur la base de modélisations mathématiques, la BNetzA a décidé que le paramètre approprié pour refléter les différences structurelles était la densité de charge, définie par la formule :

$$\text{Densité de charge} = \frac{\text{Charge annuelle maximale [kW]}}{\text{Surface géographique desservie [km}^2\text{]}}$$

3.33 La densité de charge à considérer est celle de l'année de référence 2009 pour la première période tarifaire et de l'année de référence 2011 pour la deuxième période tarifaire.

3.34 L'analyse de la relation entre densité de charge et qualité du réseau ayant montré que cette relation a une forme hyperbolique, les valeurs de référence sont calculées de la manière suivante :

$$y_{ref} = \frac{a}{x^c} + b$$

3.35 Avec :

- y_{ref} : valeur de référence SAIDI/ASIDI ;
- x : densité de charge ;
- a , b et c : coefficients de régression.

3.36 Les coefficients a , b et c sont obtenus au moyen d'une régression des valeurs réelles SAIDI/ASIDI par la méthode des moindres carrés ordinaires. Les carrés sont pondérés par le nombre de clients finals desservis par chaque gestionnaire :

- Pour les gestionnaires de réseaux de basse tension, le nombre de clients raccordés à ce niveau de tension ;
- Pour les gestionnaires de réseaux de moyenne tension, le nombre de clients raccordés à ce niveau de tension et aux réseaux de tension inférieure.

3.37 Si la régression montre que la densité de charge est une variable explicative significative, une courbe de régression est établie à partir des valeurs SAIDI/ASIDI de tous les gestionnaires en prenant en compte les différences structurelles *via* la densité de charge et en pondérant par le nombre de clients finals. A partir de cette courbe, on lit une valeur de référence individuelle en fonction de la densité de charge. En revanche, si la densité de charge n'est pas une variable explicative significative, la valeur de référence pour tous les gestionnaires est obtenue par la formule :

$$y_{ref} = \frac{\sum_i SAIDI/ASIDI_i \times \text{Nombre de clients finals}_i}{\sum \text{Nombre de clients finals}_i}$$

3.38 Avec :

- i : gestionnaire de réseau considéré.

3.39 Pour la première période tarifaire, les régressions ont montré que la densité de charge n'était pas significative pour les réseaux de basse tension, mais qu'elle était significative pour les réseaux de moyenne tension²⁴.

Force de l'incitation

3.40 Le facteur qualité intégré à la formule de calcul du revenu maximal autorisé est calculé par différence entre la valeur de référence et la valeur réelle, multipliée par la valeur monétaire de la défaillance, selon le schéma suivant :

$$\text{Bonus/Malus} = (Q_{i,ref} - Q_{i,nd}) \times \text{Nombre de clients finals } i \times 0,18\text{€/min/client/an [6]}$$

3.41 La valeur monétaire de la défaillance a été obtenue par une approche macroéconomique dite de fonction de production²⁵. En considérant que l'électricité est un élément clé : (i) pour la création de valeur dans les secteurs primaire, secondaire et tertiaire, et (ii) générateur d'utilité dans le temps libre des ménages, une analyse a été faite du coût d'une coupure pour la société²⁶.

- Pour les secteurs primaire, secondaire et tertiaire :

$$\frac{\text{Création de valeur du secteur (2008)}}{\text{Consommation d'électricité du secteur (2008)}} \rightarrow VOLL = 5,82\text{€/kWh}$$

²⁴ Bundesnetzagentur (2012), Document d'accompagnement de la régulation incitative de la qualité de l'électricité pour 2012-2013, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/BegleittextQ-RegStrom2012-13.pdf?__blob=publicationFile&v=1

²⁵ Une autre possibilité aurait été d'établir cette valeur sur la base d'une enquête client, ce qui n'avait pas encore été fait en Allemagne lors de l'introduction du facteur qualité en 2012.

²⁶ En faisant l'hypothèse d'une relation linéaire entre la création de valeur des secteurs ou la valeur du temps libre des ménages d'une part, et la consommation d'électricité d'autre part.

- Pour les ménages :

$$\frac{\text{Valeur du temps libre}(2008)}{\text{Consommation d'électricité (2008)}} \rightarrow VOLL = 14,2\text{€/kWh}$$

3.42 En pondérant par la consommation, on obtient une valeur moyenne de la défaillance de 8 €/kWh.

3.43 Le facteur monétaire a ensuite été calculé par la formule suivante²⁷ :

$$\frac{VOLL \times \text{Charge moyenne par consommateur final}}{\text{Minutes par heure}} = \frac{8 \text{ €/kWh} \times 1,35 \text{ kW}}{60} \rightarrow 0,18\text{€/min/client/an}$$

3.44 La BNetzA a indiqué que ce facteur avait été réévalué à 0,19 €/min/client/an.

Gestion des risques pour les opérateurs

3.45 Le plafond/plancher symétrique des effets du facteur qualité sur le revenu est fixé à 2 à 4 % du revenu maximal autorisé de l'année précédente (après déduction des coûts durablement incompressibles et des coûts liés aux réseaux en amont) afin de limiter l'impact d'événements stochastiques – influençant le facteur qualité – sur la détermination du revenu global.

3.46 Le non-dépassement est vérifié après avoir fait la somme des montants de bonus ou de malus d'un gestionnaire sur tous ses niveaux de tension. Afin de garantir le respect du principe de neutralité du facteur qualité sur le revenu des gestionnaires de réseau dans leur ensemble, la BNetzA considère les montants de bonus ou de malus de tous les gestionnaires avant de décider du plafond/plafond effectif individuel, compris entre 2 et 4 % du revenu.

3.47 La BNetzA a exclu l'introduction d'une bande morte autour de la valeur de référence, dans la mesure où celle-ci est déjà calculée sur 3 ans. Il a été considéré qu'une telle bande morte génère des déformations de l'incitation au niveau des « plis » de la fonction d'optimisation qualité-revenu.

Mécanismes complémentaires de suivi de la qualité

3.48 Les gestionnaires de réseaux de distribution ne sont pas soumis à des obligations de compensation des utilisateurs en cas de coupures longues.

Transport

3.49 Les gestionnaires de réseau de transport sont exclus de la régulation incitative de la continuité. La BNetzA ne dispose en effet pas de données robustes permettant de calculer des valeurs de référence pour la continuité d'alimentation sur les réseaux de transport.

²⁷ Consommation totale d'électricité (524,2 TWh en 2008) / Nombre de consommateurs finals (44,5M en 2008) * 8 760h

Notamment, il n'est pas possible de diviser les flux d'énergie non distribuée par la puissance installée des postes de transformation et de livraison. De plus, il n'est pas possible de définir de manière consistante quelles installations doivent être incluses dans le périmètre des coupures suivies, dans la mesure où il existe une certaine redondance dans les niveaux intermédiaires de réseaux. Finalement, du fait du faible nombre de coupures à ces niveaux de tension, la BNetzA considère que les valeurs d'indicateurs comme le SAIDI/ASIDI seraient trop exposées à des événements stochastiques.²⁸

- 3.50 Lors de l'entretien, la BNetzA a fait mention de la possibilité d'introduire un mécanisme incitatif de la continuité d'alimentation pour le transport similaire au schéma existant pour la distribution. Cette possibilité n'est cependant pas envisagée à court terme. Le critère de performance du réseau, un autre aspect de la régulation incitative de la qualité en Allemagne, pourrait également être utilisé. Il n'a cependant pas encore été mis en œuvre, dans la mesure où la BNetzA estime qu'il n'y a pas d'expériences internationales fiables sur le sujet et qu'il est difficile de séparer ce critère des autres aspects de la qualité.
- 3.51 Les gestionnaires de réseaux de transport ne sont pas non plus soumis à des obligations de compensation des utilisateurs en cas de coupures longues.

Retour d'expérience

- 3.52 La BNetzA a indiqué ne pas pouvoir tirer d'enseignements clairs sur l'impact de la régulation incitative sur les niveaux de continuité d'alimentation des réseaux de distribution, dans la mesure où celle-ci a été introduite en 2012 seulement. Le régulateur ne dispose pas encore de suffisamment de données pour mener une telle analyse. De plus, les niveaux de continuité en Allemagne étaient déjà très élevés en amont de l'introduction du mécanisme incitatif, ce qui implique que même des petites améliorations sont difficiles à atteindre. La BNetzA contrôle actuellement les évolutions sur ce sujet en parallèle à d'autres facteurs de qualité (cf. Paragraphe 3.17).
- 3.53 Pour les gestionnaires de réseaux de transport avec lesquels FTI-CL Energy a échangé, le dimensionnement des réseaux, qui respecte le critère N-1, permet d'assurer que les interruptions soient extrêmement rares. Il n'est pas considéré que l'introduction d'un mécanisme incitatif permettrait d'améliorer la qualité d'alimentation sur ces réseaux.

²⁸ Bundesnetzagentur (2010), Document d'orientation sur la conception du facteur qualité dans le cadre de la régulation incitative des gestionnaires de réseau d'électricité, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/EckpunktpapierAusgestaltungQ-Element.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Section 4

Italie

Caractéristiques des réseaux de distribution et de transport en Italie

Les réseaux publics d'électricité en Italie sont organisés en quatre niveaux :

- Basse tension (inférieure à 1 kV). En 2013, ils représentaient 852 835 km, dont 316 993 km souterrains (37 %) et 535 842 aériens (63 %).
- Moyenne tension (comprise entre 1 kV et 35 kV). En 2013, ils représentaient 387 730 km, dont 172 277 km souterrains (44 %) et 215 453 km aériens (56 %).
- Haute tension (comprise entre 35 kV et 150 kV). En 2013, ils représentaient 45 649 km.
- Très haute tension (supérieure à 150 kV). En 2013, ils représentaient 20 581 km.

Les niveaux de basse, moyenne et haute tensions sont considérés comme relevant du périmètre de la distribution, tandis que la très haute tension correspond au périmètre du réseau de transport.

Le gestionnaire de réseau de transport national est Terna.

En 2013, il existait 151 gestionnaires de réseau de distribution dont 10 desservant plus de 100 000 clients et se partageant 97 % de la demande totale (27 millions de consommateurs raccordés au réseau de distribution). En 2010, 331 TWh ont été transportés et fournis aux consommateurs finals.

Sources : CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, 2015 ; Mercados study on tariff design for distribution systems, 2015.

Cadre de régulation des réseaux

- 4.4 En 2000, l'Italie a introduit un modèle de type plafond de revenu (« *price-cap* ») associé à des incitations pour la régulation de ses réseaux d'électricité et de gaz. Avant chaque période de régulation, dont la durée a été fixée à 4 ans, le régulateur italien de l'énergie, l'*Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico* (ci-après « AEEG »²⁹), est chargé d'établir la méthodologie de calcul du plafond de revenu sur la base de coûts communiqués

²⁹

Site de l'AEEG : <http://www.autorita.energia.it/it/inglese/index.htm>

par les gestionnaires de réseau. Dès 2000, l'AEEG a introduit des mesures visant à assurer un certain niveau de qualité sur les réseaux de distribution et de transport. Ces mesures, concernant à la fois la continuité d'alimentation, la qualité de tension et la qualité de service, sont supervisées pour chaque période de régulation par les codes de régulation de la qualité des services de distribution, de mesure et de vente de l'électricité (« *Testo Integrato della regolazione della Qualita' dei servizi di distribuzione e misura dell'energia Elettrica* », ci-après « TIQE »³⁰).

- 4.5 Après quatre périodes tarifaires sans changement majeur, l'AEEG a approuvé début 2016 la création d'un nouveau modèle de régulation pour les activités de distribution et de transport d'électricité. Alors que le rallongement de la durée des périodes tarifaires de 4 à 8 ans a déjà été acté pour la cinquième période tarifaire 2016-2023, le nouveau modèle s'inspirant du schéma britannique RIIO entrera pleinement en vigueur en 2020. L'AEEG a adopté une approche dite des dépenses complètes (« *Total expenditure* », ou TOTEX), qui vise à réduire les biais existant dans le modèle actuel entre le traitement des dépenses opérationnelles (« *Operational expenditure* », ou OPEX) et des dépenses d'investissement (« *Capital expenditure* », ou CAPEX). Afin d'éviter que les taux de rémunération des gestionnaires de réseaux deviennent négatifs, dans un contexte de taux d'intérêts proches de zéro et de volatilité importante sur les marchés financiers, l'AEEG a plafonné à 0,5 % la prime de risque pays entrant en compte dans le calcul du coût du capital. Ce système sera couplé à une régulation tournée vers les résultats (« *output-based* ») ainsi qu'à des mécanismes de régulation incitative pour l'innovation et les réseaux intelligents, à l'image des concours pour l'innovation sur les réseaux mis en place en Grande-Bretagne.
- 4.6 Lors de l'entretien, l'AEEG a indiqué que l'introduction de ce nouveau modèle de régulation avait été motivée par la crise financière et économique d'une part ; et les changements rapides ayant affecté le marché de l'électricité italien dans la dernière décennie (en conséquence des politiques climatiques et énergétiques), d'autre part.

Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Distribution

Principe

- 4.7 S'agissant de la continuité d'alimentation, les TIQE coordonnent plusieurs mécanismes : (i) la régulation incitative de la durée et du nombre de coupures ; (ii) des standards individuels sur le nombre de coupures pour les clients raccordés au réseau MT assortis d'incitations pour améliorer la qualité sur les portions de réseaux qui subissent beaucoup de coupures ; et (iii) des standards individuels fixant une durée maximale pour le rétablissement de l'électricité des clients raccordés au réseau BT et MT après une coupure.

³⁰ TIQE pour les périodes de régulation 2000-2003, 2004-2007, 2008-2011, 2012-2015 et 2016-2023 téléchargeables sur le site de l'AEEG

4.8 Les mesures de régulation de la continuité d'alimentation répondent à plusieurs objectifs³¹ :

- Promouvoir l'amélioration de la continuité d'alimentation au niveau national en réduisant les différences régionales entre les zones présentant la même concentration d'habitants ;
- Promouvoir les initiatives visant à augmenter la résilience du système électrique face à des phénomènes météorologiques extrêmes ; et
- Parvenir à une stabilisation progressive de la régulation caractérisée par le maintien des niveaux de qualité optimale, notamment en vue du développement de la logique de la reconnaissance des coûts sur la base du montant total des dépenses (« TOTEX »).

Indicateurs

4.9 Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, les deux indicateurs principaux sont la durée moyenne de coupure par client et le nombre de coupures par client.

4.10 La durée moyenne de coupure par client, dont le périmètre couvre les coupures planifiées et les coupures non planifiées longues (> 3 minutes), est calculée annuellement par chaque gestionnaire de réseau selon la formule suivante :

$$D = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (U_{i,j} \times t_{i,j})}{U_{tot}}$$

4.11 Avec :

- $U_{i,j}$: nombre de clients de la catégorie j concernés par la coupure i
- $t_{i,j}$: durée de coupure correspondante
- U_{tot} : nombre total de clients desservis par le gestionnaire de réseau au 31 décembre de l'année considérée

4.12 Le périmètre de calcul du nombre de coupures par client inclut les coupures planifiées ainsi que les coupures non planifiées longues, brèves (> 1 seconde et ≤ 3 minutes) et transitoires (≤ 1 seconde).

$$N = \frac{\sum_{i=1}^n U_i}{U_{tot}}$$

4.13 Avec :

- U_i : nombre de clients concernés par la coupure i

³¹ TIQE pour la période de régulation 2016-2023, Article 2

- U_{tot} : nombre total de clients desservis par le gestionnaire de réseau au 31 décembre de l'année considérée

4.14 Les indicateurs de référence pour la continuité d'alimentation **incités** sont :

- D_1 : la durée moyenne des coupures non planifiées longues ayant affecté des clients BT avec pour origine le réseau BT ou MT et pour cause tous les incidents sauf la force majeure³² et les causes externes³³ ; et
- N_1 : le nombre de coupures non planifiées longues et brèves ayant affecté des clients BT avec pour origine le réseau BT ou MT et pour cause tous les incidents sauf la force majeure³² et les causes externes³³.

4.15 L'AEEG justifie la limitation de l'incitation aux coupures ayant affecté des clients BT par le fait que des coupures survenant sur les réseaux MT affectent à la fois des clients BT et MT. Dans la mesure où il y a environ 36 millions d'utilisateurs raccordés au niveau BT, contre seulement 100 000 au niveau MT, le régulateur considère que le niveau BT donne une bonne réflexion de l'état global de la continuité sur les réseaux. Il ajoute que la prise en compte des clients MT ne modifierait pas significativement le niveau des indicateurs.

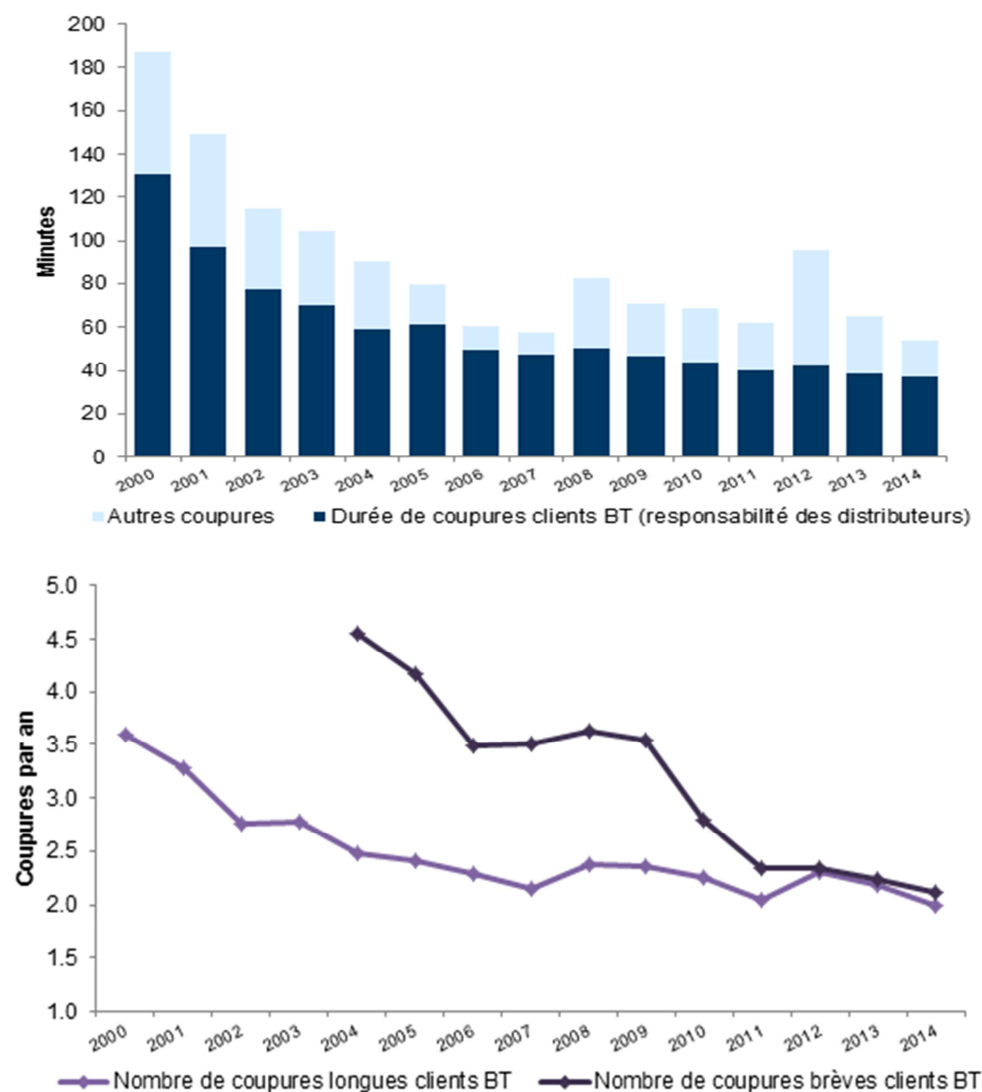
4.16 Le niveau annuel réalisé en année i des indicateurs D_1 et N_1 est calculé comme la moyenne des valeurs en années n et $n-1$ pondérées par le nombre de clients BT au 31 décembre de chaque année. Cette moyenne permet d'atténuer l'impact d'années durant lesquelles se sont produits des événements « extrêmes » – néanmoins dans le périmètre des indicateurs incités – qui pourraient causer des pénalités (ou des primes) trop importantes pour les gestionnaires.

4.17 La Figure 10 ci-après présente l'évolution des indicateurs de durée moyenne annuelle des coupures et de nombre de coupures brèves et longues pour les clients BT.

³² TIQE 2016-2023, Article 7 : La force majeure est définie comme les coupures exceptionnelles dues à des événements tels que le vol, le sabotage, les grèves, l'ordre de pouvoirs publics (par exemple en cas d'incendies) ou l'action de Terna ou d'autres gestionnaires interconnectés pour assurer la sécurité du système électrique.

³³ TIQE 2016-2023, Article 7 : Les causes externes sont définies comme les défaillances dues aux installations des clients et à des dommages sur le réseau causés par des travaux de tiers.

Figure 10 : Evolution de la durée moyenne annuelle de coupures et du nombre de coupures longues et brèves pour les clients BT sur la période 2000-2014.



Notes : Moyenne des valeurs pour Enel Distribuzione et d'autres gestionnaires de distribution de taille importante. Les coupures incitées sont celles liées à la responsabilité des distributeurs. Les « autres coupures » correspondent aux interruptions issues du réseau de transport ou caractérisées par la force majeure.

Source : AEEG.

4.18 La continuité d'alimentation sur les réseaux de distribution a ainsi été fortement améliorée sur la période considérée. D'un niveau moyen de 130 minutes en 2000, la durée moyenne des coupures liées à la responsabilité des gestionnaires et ayant affecté les clients BT est passée à 37 minutes en 2014, soit une réduction de 72 %.

- 4.19 Les gestionnaires de réseau de distribution qui desservait moins de 15 000 clients au 31 décembre 2014 ont la possibilité, mais pas l'obligation de se soumettre au mécanisme de régulation de la continuité d'alimentation³⁴.
- 4.20 En plus des indicateurs de référence incités, les gestionnaires de réseaux sont tenus de calculer :
- Pour la durée moyenne de coupure par client, des indicateurs différenciés pour les coupures planifiées et les coupures non planifiées longues en distinguant l'origine³⁵, la cause³⁶ et la zone territoriale³⁷ où s'est produite la coupure.
 - Pour le nombre de coupures par client, des indicateurs différenciés pour : (i) les clients BT (coupures planifiées, coupures non planifiées longues, coupures non planifiées brèves et coupures non planifiées transitoires), et (ii) les clients MT et HT (coupures non planifiées brèves coupures non planifiées transitoires), en distinguant l'origine, la cause et la zone territoriale de chaque coupure.

Cibles de référence

- 4.21 En 2004 (pour la durée) et 2008 (pour la fréquence), des niveaux cibles de long terme ont été définis pour chacune des 300 zones de réseaux en Italie, classifiées en fonction de la concentration de leur population.
- Zones urbaines : plus de 50 000 habitants ;
 - Zones semi-urbaines : entre 5000 et 50 000 habitants ;
 - Zones rurales : moins de 5000 habitants.
- 4.22 Lors de l'entretien, l'AEEG a précisé que les 300 zones de réseaux correspondaient à la division de chacune des 100 provinces italiennes en 3 zones en fonction du nombre d'habitants. Il est fait l'hypothèse que les zones urbaines disposent majoritairement de câbles enterrés et les zones rurales de lignes aériennes, les zones semi-urbaines étant à un niveau d'enfouissement intermédiaire. Pour cette raison, les objectifs de continuité sont différenciés par zone.
- 4.23 Le Tableau 2 ci-dessous présente les niveaux de long terme des indicateurs de durée (D_1) et de fréquence moyenne de coupure (N_1). Ils ont été établis sur la base du vingtième quantile des indicateurs dans les différentes zones.

³⁴ TIQE 2016-2023, Article 33

³⁵ TIQE 2016-2023, Article 6

³⁶ TIQE 2016-2023, Article 7

³⁷ TIQE 2016-2023, Article 19

Tableau 2 : Niveaux de long terme des indicateurs de continuité d'alimentation déclinés par zones.

	Zones urbaines	Zones semi-urbaines	Zones rurales
D1	25 minutes/an	40 minutes/an	60 minutes/an
N1	1 coupure/client	2 coupure/client	4 coupure/client

Source : AEEG.

4.24 Afin de décliner les objectifs de long terme sur chaque période tarifaire intermédiaire, l'AEEG a établi des formules de calcul de niveaux cibles « tendanciels » dans chacun des TIQE. Modulo de légers changements dans la détermination du facteur d'amélioration annuel requis, la conception des formules pour la durée et le nombre de coupures a peu changé depuis 2004. Elles seront donc présentées uniquement pour les quatrième (2012-2015) et cinquième (2016-2023) périodes tarifaires :

- 2012-2015
 - Pour la durée moyenne de coupure :

$$DT_{i,j} = \max[DT_{i-1,j} \times (1 - \alpha_j); DLivOb^k]$$

$$DT_{0,j} = DLivPart_j$$

$$\alpha_j = 1 - \left(\frac{DLivOb^k}{DLivPart_j}\right)^{\frac{1}{4}}$$

Avec :

- $DT_{i,j}$: niveau cible « tendanciel » de l'année i pour la zone j (i=1..4 : 2012-2015) ;
- $DLivOb^k$: niveau cible de long terme pour la zone de concentration k ;
- $DLivPart_j$: niveau de départ pour la zone j, c'est-à-dire la moyenne des valeurs réalisées en 2010 et 2011 dans la zone j pondérée par le nombre de clients BT au 31 décembre de chaque année.

- Pour le nombre de coupures par client :

$$2012: NT_{i,j} = \max[NLivPart_j - \frac{(NLivPart_j - NLivOb^k)}{8}; NLivOb^k]$$

$$2013 - 2015: NT_{i,j} = \max[NT_{i-1,j} - \frac{(NLivPart_j - NLivOb^k)}{8}; NLivOb^k]$$

Avec :

- $NT_{i,j}$: niveau cible « tendanciel » de l'année i pour la zone j ;
- $NLivOb^k$: niveau cible pour la zone de concentration k ;

- NLivPart_j : niveau de départ pour la zone j, c'est-à-dire la moyenne des valeurs réalisées en 2010 et 2011 dans la zone j pondérée par le nombre de clients BT au 31 décembre de chaque année.

- 2016-2023

- Pour la durée moyenne de coupure : les niveaux cibles « tendanciels » sont égaux aux niveaux cibles de long terme pour les différentes zones de concentration.
- Pour le nombre de coupures par clients :

$$2016: NT_{i,j} = \max\left[NLivPart_j - \frac{(NLivPart_j - NLivOb^k)}{8}; NLivOb^k\right]$$

$$2017 - 2023: NT_{i,j} = \max\left[NT_{i-1,j} - \frac{(NLivPart_j - NLivOb^k)}{8}; NLivOb^k\right]$$

Avec :

- NLivPart_j : niveau de départ pour la zone j, c'est-à-dire la moyenne des valeurs réalisées en 2014 et 2015 dans la zone j pondérée par le nombre de clients BT au 31 décembre de chaque année.

4.25 Les coupures planifiées ne sont pas incitées mais le TIQE établit une obligation de déclaration des coupures planifiées avec un délai de notification de : (i) 24h dans les situations d'urgence, et (ii) 3 jours ouvrés dans tous les autres cas³⁸. Si les gestionnaires ne respectent pas ces délais, ils doivent enregistrer la coupure comme non planifiée.

4.26 L'AEEG est en outre en train de mener des consultations pour introduire un mécanisme de régulation incitative visant à réduire la durée et le nombre de coupures planifiées sur la période 2017-2019. Le schéma proposé, facultatif pour les gestionnaires de réseaux de distribution soumis au mécanisme incitatif principal, est de type « *reward-only* », c'est-à-dire qu'il ne peut entraîner que des primes, sauf dans des cas spécifiques définis par le régulateur. A partir de 2020, il ne sera plus applicable aux gestionnaires dont l'indicateur D₁ est supérieur au niveau cible de long terme.

Force de l'incitation

4.27 La formule traduisant l'écart en récompense ou pénalité financière pour l'indicateur de référence D₁ est la suivante :

$$Bonus/malus = DREC_{i,j} \times [(POT1_{i,j} \times C1_d) + (POT2_{i,j} \times C2_d)][7]$$

³⁸ TIQE 2016-2023, Article 48

4.28 Avec :

- $DREC_{i,j}$ (minutes/client) : différence de qualité entre le niveau atteint en année i (moyenne biennale) dans la zone j et le niveau cible « tendanciel » (positive/négative si le niveau réalisé est meilleur/moins bon que le niveau cible) ;
- $POT1_{i,j}$ (kW) : puissance moyenne annuelle des clients BT pour des usages domestiques, en année i dans la zone j ;
- $POT2_{i,j}$ (kW) : puissance moyenne annuelle des clients BT pour des usages non domestiques et des clients MT, en année i dans la zone j ;
- $C1_d$ et $C2_d$ (cts€/min/kW) : paramètres de valorisation de l'énergie non distribuée. Pour 2016-2023, les valeurs sont données par le Tableau 3 ci-après.

Tableau 3 : Paramètres de valorisation des écarts à la cible pour l'indicateur de référence D_1 .

Zones urbaines	Zones semi-urbaines	Zones rurales	$C1_d$ (cts€/min/kW)	$C2_d$ (cts€/min/kW)
Différence entre réalisé et cible comprise entre 12,5 et 22,5 minutes	Différence entre réalisé et cible comprise entre 20 et 36 minutes	Différence entre réalisé et cible comprise entre 30 et 54 minutes	4	8
Entre 22,5 et 27,5 minutes	Entre 36 et 44 minutes	Entre 54 et 66 minutes	0	0
Plus de 27,5 minutes	Plus de 44 minutes	Plus de 66 minutes	24	48

Source : AEEG.

4.29 La formule traduisant l'écart en récompense ou pénalité financière pour l'indicateur N_1 est la suivante :

$$Bonus/malus = NREC_{i,j} \times [(POT1_{i,j} \times C1_n) + (POT2_{i,j} \times C2_n)][8]$$

4.30 Avec :

- $NREC_{i,j}$ (nombre de coupures/client) : différence de qualité entre le niveau atteint en année i dans la zone j et le niveau cible « tendanciel » (positive/négative si le niveau réalisé est meilleur/moins bon que le niveau cible) ;
- $POT1_{i,j}$ (kW) : puissance moyenne des clients BT pour des usages domestiques, en année i dans la zone j ;
- $POT2_{i,j}$ (kW) : puissance moyenne des clients BT pour des usages non domestiques et des clients MT, en année i dans la zone j ;

- $C1_n$ et $C2_n$ (€/nombre de coupures par client/kW) : paramètres de valorisation de l'énergie non distribuée. Pour 2016-2023, les valeurs sont données par le Tableau 4 ci-après.

Tableau 4 : Paramètres de valorisation des écarts à la cible pour l'indicateur de référence N_1 .

Zones urbaines	Zones semi-urbaines	Zones rurales	$C1_n$ (€/nombre de coupures par client/kW)	$C2_n$ (€/nombre de coupures par client/kW)
Jusqu'à 1 coupure/client de différence par rapport au niveau cible	Jusqu'à 2 coupures/client de différence par rapport au niveau cible	Jusqu'à 4 coupures/client de différence par rapport au niveau cible	0	1
Entre 1 et 2 coupures par client	Entre 2 et 4 coupures par client	Entre 4 et 8 coupures par client	2	5
Plus de 2 coupures par client	Plus de 4 coupures par client	Plus de 8 coupures par client	4	8

Source : AEEG.

- 4.31 Les montants de bonus/malus sont versés dans un compte « Qualité du service électrique » dépendant de la Caisse de péréquation du secteur de l'électricité (« *Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico* »).

*Gestion des risques pour les opérateurs*³⁹

- 4.32 Une bande morte de $\pm 5\%$ est autorisée autour du niveau cible « tendanciel » annuel pour l'indicateur N_1 . Néanmoins, cette bande morte ne peut pas être inférieure à : (i) 0,1 coupure/client dans les zones urbaines ; (ii) 0,2 coupure/client dans les zones semi-urbaines ; et (iii) 0,4 coupure/client dans les zones rurales. Si le niveau cible « tendanciel » est égal au niveau cible de long terme, la bande morte ne s'applique qu'au-dessus de ce niveau.
- 4.33 L'AEEG considère que cet intervalle de tolérance permet de pallier l'aléa de la définition de la cible ainsi qu'aux difficultés de mesure des niveaux réels de la continuité d'alimentation.
- 4.34 Le montant total de bonus/malus lié aux formules d'incitation [7] et [8] ne peut pas dépasser un certain seuil correspondant à la multiplication d'une valeur monétaire par client (différenciée en fonction de la zone de concentration) par le nombre de clients BT du gestionnaire dans la zone considérée. Le seuil est ainsi calculé selon la formule suivante :

³⁹ TIQE pour la période de régulation 2016-2023, Article 26

$$Bonus_{max}/Malus_{max} =$$

Nombre de clients BT du GR de réseau au 31 décembre de l'année i dans la zone de concentration $k \times T_{inc,k}/T_{pen,k}$ [9]

Avec :

- $T_{inc,k}$ (€/client BT) : valeur monétaire par client dans la zone de concentration k en cas de récompense (4 €/client BT dans les zones urbaines, 6 €/client BT dans les zones semi-urbaines et 10 €/client BT dans les zones rurales) ;
- $T_{pen,k}$ (€/client BT) : valeur monétaire par client dans la zone de concentration k en cas de récompense (3 €/client BT dans les zones urbaines, 4,5 €/client BT dans les zones semi-urbaines et 6 €/client BT dans les zones rurales).

4.35 L'AEEG a indiqué que l'asymétrie entre les valeurs de prime ou pénalité maximale était due au fait que le risque pour le gestionnaire en cas de forte pénalité était plus important que le risque pour les consommateurs en cas de prime importante, dans la mesure où cette dernière est « répartie » entre de nombreux utilisateurs.

4.36 A titre d'illustration, le Tableau 5 présente les revenus autorisés ainsi que les plafonds et planchers du mécanisme incitatif de la continuité d'alimentation pour les trois principaux gestionnaires de distribution.

Tableau 5 : Plafonds et planchers du mécanisme incitatif par rapport aux revenus autorisés et au nombre de clients BT des principaux gestionnaires de distribution.

Gestionnaire de distribution	Nombre de clients BT	Revenus autorisés (M€)	Plafond des primes (M€)	Plancher des pénalités (M€)
Enel Distribuzione	31 853 017	3 951	209,7 (~5,3 %)	145,4 (~3,7 %)
Acea Distribuzione (Rome)	1 618 347	272	7,4 (~2,7 %)	5,4 (~2 %)
Unareti (Milan et Brescia)	1 127 771	141	5,0 (~3,5 %)	3,7 (~2,6 %)

Notes : Données 2016.

Source : AEEG.

4.37 De plus, un fonds d'indemnisation pour les événements exceptionnels (« *Fondo per eventi eccezionali* ») géré par la Caisse de péréquation du secteur de l'électricité prend en charge les remboursements dus aux utilisateurs par les gestionnaires de réseau de distribution ou de transport en cas de coupures longues liées à des événements exceptionnels. Ce fonds est alimenté par⁴⁰ : (i) tous les clients soutirant ou injectant de l'électricité sur le réseau *via* une ligne des tarifs de distribution (contribution d'environ 0,84 € par an pour les clients

⁴⁰

TIQE 2016-2023, Article 56

résidentiels), (ii) les clients MT injectant de l'électricité sur le réseau *via* une facturation spécifique, (iii) le gestionnaire du réseau de transport dans le cadre de la régulation incitative de la qualité, et (iv) tous les gestionnaires de distribution dont les clients BT ont subi une interruption supérieure à 8h (70 €/client BT interrompu plus de 8h, quelle que soit la cause de la coupure).

Mécanismes complémentaires de suivi de la qualité

4.38 Des garanties individuelles pour les clients MT⁴¹ ont été mises en place dès la deuxième période de régulation, en 2004. Les gestionnaires de réseau de distribution sont soumis à des standards pour le nombre de coupures non planifiées longues et brèves :

- Pour les zones urbaines, 6 coupures non planifiées longues et brèves par an ;
- Pour les zones semi-urbaines, 9 coupures non planifiées longues et brèves par an ;
- Pour les zones rurales, 10 coupures non planifiées longues et brèves par an.

4.39 En cas de dépassement des seuils autorisés, le client MT affecté a droit à une indemnisation automatique selon la formule suivante :

$$P = \frac{\min(n; w) - s}{n} \sum_{i=1}^n (V_p \times PEI_i) \quad [10]$$

4.40 Avec :

- P : pénalité ;
- n : nombre de coupures non planifiées brèves ou longues ayant affecté le client MT ;
- s : niveau cible pour la continuité ;
- w : nombre de coupures au-delà duquel le gestionnaire de réseau n'indemnise plus le client (3 coupures) ;
- V_p : valeur de l'interruption (2,7 €/kW interrompu) ;
- PEI_i : puissance effective interrompue mesurée pendant le ¼ d'heure précédant la coupure.

4.41 Ce schéma de garanties individuelles est limité par un certain nombre de conditions, notamment :

⁴¹ TIQE 2016-2023, Articles 35 à 38

- Si la coupure est liée à une défaillance des équipements du client MT et qu'il est avéré que les équipements n'étaient pas conformes à la réglementation en vigueur⁴², le gestionnaire n'est pas tenu de compenser le client ;
- Si une coupure non planifiée brève ou longue intervient moins de 60 minutes après la fin d'une autre coupure non planifiée, elle ne rentre pas en compte dans le périmètre du standard ;
- La somme des indemnisations par client ne peut pas dépasser 650 € sur un an⁴³.

4.42 Il existe également des mesures de compensation automatique en cas de coupures longues ayant affecté des clients BT ou MT, en place depuis 2008. Les standards de durée maximale de rétablissement de l'alimentation après des coupures non planifiées et planifiées, différenciés en fonction du type de client, sont présentés dans le Tableau 6 ci-après.

Tableau 6 : Standards de durée maximale de rétablissement de l'alimentation en Italie.

Type de coupure	Zone de concentration	Standard pour les clients BT (heures)	Standard pour les clients MT (heures)
Coupures non planifiées	Urbaine	8 (2016-2023)	4 (2016-2023)
	Semi-urbaine	12 (2016-2017), 8 (2018-2023)	6 (2016-2017), 4 (2018-2023)
	Rurale	12 (2016-2019), 8 (2020-2023)	6 (2016-2019), 4 (2020-2023)
Coupures planifiées	Toutes zones	8	8

Source : AEEG.

4.43 En cas de dépassement du standard, le remboursement est automatique. Les valeurs forfaitaires de remboursement, présentées dans le Tableau 7, varient en fonction du niveau de tension et de la puissance disponible du client.

⁴² TIQE 2016-2023, Article 39

⁴³ Cela correspond à environ 80 % du tarif moyen annuel d'un client professionnel (Source : *Mercados study on tariff design for distribution systems*, 2015, p.414)

Tableau 7 : Montants forfaitaires de remboursement en cas de dépassement des standards de durée maximale de rétablissement de l'alimentation.

	Clients domestiques ou non domestiques avec une puissance disponible ≤ 6,6 kW	Clients BT et MT non domestiques avec une puissance disponible > 6,6 kW et ≤ 100 kW	Clients BT non domestiques avec une puissance disponible > 100 kW	Clients MT avec une puissance disponible > 100 kW	Clients BT et MT pouvant injecter de l'électricité sur le réseau
Forfait	30 €	150 €	2 €/kW	1,5 €/kW	0,15 €/kW
Par période supplémentaire	15 € toutes les 4h	75 € toutes les 4h	1 €/kW toutes les 4h	0,75 €/kW toutes les 2h	0,075 €/kW toutes les 4h
Plafond par client	300 €	1000 €	3000€	6000€	3000€

Source : AEEG.

- 4.44 Les valeurs forfaitaires ont été déterminées sur la base d'une enquête client ayant adopté l'approche de la disponibilité à payer des consommateurs (« *Willingness to Pay* »).
- 4.45 Depuis 2004, les gestionnaires de réseau de distribution ont la possibilité de se soumettre à un mécanisme supplémentaire d'incitation visant la réduction des coupures liées à des causes externes⁴⁴. Le schéma est similaire à celui des indicateurs D₁ et N₁ avec les paramètres suivants présentés dans le Tableau 8 ci-dessous.

⁴⁴ TIQE pour la période de régulation 2016-2023, Article 24

Tableau 8 : Paramètres d'incitation des coupures liées à des causes externes.

	Zones urbaines	Zones semi-urbaines	Zones rurales
Niveau cible pour la durée moyenne de coupures, y compris liées aux causes externes	28 min/client	45 min/client	68 min/client
Niveau cible pour le nombre de coupures par client, y compris liées aux causes externes	1,2 coupures/client	2,25 coupures/client	4,3 coupures/client
C1d / C2d	Entre 0 et 18 cts€/min/kW / Entre 0 et 36 €/nombre de coupures par client/kW en fonction de la différence entre réalisé et cible		
C1n / C2n	Entre 1 et 5 cts€/min/kW / Entre 3 et 10 €/nombre de coupures par client/kW en fonction de la différence entre réalisé et cible		

Source : AEEG.

- 4.46 Enfin, l'AEEG est en train de mener des consultations pour introduire des mécanismes incitatifs : (i) visant à réduire la durée des coupures dues à la force majeure ; et (ii) spécifiques aux zones avec un nombre de coupures très élevé par rapport aux niveaux cibles. En effet, le régulateur considère que ces coupures sont un élément important du niveau global de qualité ressenti par les consommateurs.

Transport

Principe

- 4.47 Le schéma de type bonus/malus pour la régulation de la continuité d'alimentation sur le réseau de transport a été introduit en 2008, au début de la troisième période de régulation. Les trois indicateurs suivis étaient alors l'énergie non distribuée, le nombre de coupures par client raccordé au réseau de transport et le nombre de clients raccordés au réseau de transport n'ayant subi aucune coupure pendant l'année considérée. En 2012, le mécanisme a été modifié pour ne plus utiliser que l'indicateur d'énergie non distribuée, auquel est appliquée une fonction de limitation des événements extrêmes.
- 4.48 Les principales nouveautés apportées au schéma incitatif pour la cinquième période de régulation (2016-2023) sont :
- Un indicateur applicable à l'ensemble du réseau de transport, et non plus séparément pour le réseau national historique et le réseau national Telat (lignes de haute tension ayant appartenu à Enel jusqu'au rachat par Terna en 2009) ;
 - L'exclusion de l'énergie de référence non distribuée relative aux clients raccordés au réseau HT avec lesquels le gestionnaire a conclu des garanties individuelles ;

- L'augmentation du facteur d'amélioration annuel à 3,5 % (comparé à 2 % dans les périodes tarifaires précédentes) ; et
- La simplification de la fonction de limitation de l'énergie de référence non distribuée.

Indicateurs

4.49 La continuité d'alimentation sur le réseau de transport est suivie *via* l'indicateur d'énergie de référence non distribuée (ci-après « ENDR »). Cet indicateur mesure l'énergie non distribuée liée à des événements ayant affecté, même partiellement, le réseau de transport. Pour obtenir l'ENDR, une fonction de limitation des événements extrêmes est appliquée à l'énergie non distribuée. Les modalités de cette fonction sont présentées dans Tableau 9.

Tableau 9 : Fonction de limitation pour le calcul de l'indicateur d'énergie non distribuée de référence.

Volumes d'énergie non distribuée (MWh)	Volumes retenus pour l'ENDR (MWh)
250	250
1000	500
2250	625
> 2250	625

Notes : Pour les événements à l'origine d'une END entre 250 et 2250 MWh, une fonction d'interpolation linéaire est utilisée pour obtenir la valeur d'ENDR correspondante.

Source : AEEG.

4.50 La fonction de limitation a été introduite afin de réduire le risque supporté par Terna en cas d'événements importants affectant le réseau de transport. En effet, les volumes d'énergie non distribuée générés par des défaillances liées à la force majeure, comme des tempêtes de vent et de neige, sont inclus dans le périmètre de l'incitation. Les paramètres de cette fonction ont été conçus en analysant les événements passés ayant généré des volumes très importants d'énergie non distribuée.

4.51 En moyenne, la fonction de limitation est utilisée pour un à deux événements par an.

4.52 La Figure 11 ci-dessous présente l'évolution de l'ENDR entre 2008 et 2015, avec les valeurs de référence entre 2012 et 2015.

Figure 11 : Evolution de l'ENDR sur la période 2008-2015 et trajectoire de cible pour la période de régulation 2012-2015.



Source : Terna.

4.53 L'évolution de cet indicateur doit être interprétée avec précaution. Néanmoins, il semble que l'indicateur a suivi une tendance d'amélioration entre 2008 et 2012, mais que la période 2013-2015 est plus instable.

4.54 Pour la période tarifaire 2016-2023, deux sous-indicateurs ont été définis :

- **ENDR-RTN** : somme de l'ENDR ayant affecté des clients HT et liée aux coupures ayant pour origine : (i) le réseau de transport national (« *Rete elettrica di Trasmissione Nazionale* », ci-après « RTN »), à l'exclusion des portions de réseau RTN-FSI⁴⁵ (y compris suite à des phénomènes météorologiques exceptionnels) ; (ii) l'activation de mécanismes de protection du réseau suite à des perturbations intérieures ou étrangères ; ou (iii) des pannes sur des sites clients directement reliés au RTN, à l'exclusion des portions de réseau RTN-FSI.
- **ENDR-ALTRI** : somme de l'ENDR ayant affecté des clients HT et liée aux coupures ayant pour origine : (i) le réseau de transport RTN-FSI (y compris suite à des phénomènes météorologiques exceptionnels) ; ou (ii) des pannes sur des sites clients directement reliés au réseau de transport.

4.55 L'incitation concerne uniquement le premier sous-indicateur, dans la mesure où l'ENDR-ALTRI correspond à des segments du réseau de transport qui sont soit en dehors du

⁴⁵ Le réseau FSI appartenait à la société italienne des chemins de fer (« *Società Ferrovie dello Stato Italiane S.p.A.* ») et a été intégré au réseau RTN lors de son acquisition par Terna.

contrôle direct de Terna, soit qui ont été acquis trop récemment pour permettre à Terna de définir des objectifs de performance propres.

- 4.56 Sont exclues du périmètre de calcul de l'ENDR les coupures dues : (i) à l'activation de mécanismes de protection du réseau suite à des perturbations sur le réseau interconnecté européen ; (ii) au déploiement de plans d'urgence en cas d'inadéquation du parc de production ; (iii) à des ordres des autorités publiques dans des situations d'urgence (notamment incendies) ; (iv) à des catastrophes naturelles de forte ampleur (tremblements de terre ou inondations) ; (v) à des actes intentionnels (attentats terroristes ou sabotages) ; (vi) à certaines défaillances des clients HT ; et (vii) quand les coupures sont planifiées au moins 3 jours ouvrés à l'avance en vue de travaux de maintien de la sécurité du système électrique.

Cibles de référence

- 4.57 Le niveau de départ de l'indicateur est calculé comme la moyenne arithmétique des niveaux réalisés de l'ENDR sur les quatre années précédant le début d'une nouvelle période tarifaire. Un facteur d'amélioration annuel est ensuite appliqué pour obtenir les niveaux cibles annuels. Pour la période tarifaire 2016-2023, le niveau de départ pour chacun des deux sous-indicateurs est la moyenne arithmétique des valeurs réalisées sur les années 2012 à 2015.
- 4.58 L'AEEG a fixé un facteur d'amélioration annuel de l'ENDR de 3,5 % par an pour la période tarifaire 2016-2023. Cette augmentation par rapport au facteur de 2 % appliqué pour les troisième et quatrième périodes de régulation (2008-2011 et 2012-2015) est expliquée par le fait que : (i) Terna mène actuellement des programmes d'amélioration du réseau de transport qui devraient avoir des conséquences positives sur l'énergie non distribuée ; (ii) les incidents liés aux clients, qui rendaient l'ENDR relativement instable, sont désormais exclus du périmètre d'incitation.
- 4.59 La valeur annuelle réalisée est actuellement comparée directement avec le niveau cible pour évaluer le degré de qualité de la continuité d'alimentation. Cependant, l'AEEG considère d'autres bases de comparaison, notamment une moyenne annuelle glissante des valeurs annuelles réalisées⁴⁶, comme c'est le cas pour la distribution.

Force de l'incitation

- 4.60 S'agissant de l'impact de la qualité sur les revenus du gestionnaire de réseau, l'AEEG a confirmé les paramètres économiques prévalant dans la période de régulation précédente.
- 4.61 Ainsi, la récompense en cas de niveau réalisé du sous-indicateur ENDR-RTN inférieur au niveau cible est calculé selon la formule suivante :

⁴⁶ Regolazione Della Qualità Dei Servizi Di Trasmissione, Distribuzione E Misura Dell'energia Elettrica, Nel Quinto Periodo Di Regolazione - Orientamenti Finali, 2015, p.61

$$\text{Bonus [Malus]} = (LO_{\text{ENDR-RTN}} - LE_{\text{ENDR-RTN}}) \times C_{\text{ENDR-RTN}} [P_{\text{ENDR-RTN}}] [11]$$

4.62 Avec :

- $LO_{\text{ENDR-RTN}}$: niveau cible pour l'année considérée ;
- $LE_{\text{ENDR-RTN}}$: niveau réalisé pendant l'année considérée ;
- $C_{\text{ENDR-RTN}}$ (en cas de récompense) et $P_{\text{ENDR-RTN}}$ (en cas de pénalité) : valeur de l'énergie non distribuée, fixée à 40 000€/MWh

4.63 Les montants de bonus/malus sont versés dans un compte « Qualité du service électrique » dépendant de la Caisse de péréquation du secteur de l'électricité.

4.64 L'AEEG contrôle de manière très fine les données de continuité communiquées par Terna, avec une augmentation de la pénalité ou une diminution de la récompense en cas de non-conformité aux règles de calcul des indicateurs.

Gestion des risques pour les opérateurs⁴⁷

4.65 Une bande morte de $\pm 5\%$ est établie autour du niveau cible annuel. De même que pour la distribution, elle vise à pallier l'aléa de la définition de la cible ainsi qu'aux difficultés de mesure des niveaux réels de la continuité d'alimentation.

4.66 Le montant maximal de bonus lié à la continuité d'alimentation est fixé à 30 M€/an, tandis que le montant maximal de malus est fixé à 12 M€/an. Selon le gestionnaire du réseau de transport, cette asymétrie est liée à l'asymétrie intrinsèque de l'indicateur : en théorie, l'ENDR peut augmenter indéfiniment, tandis qu'il ne peut pas descendre en dessous de zéro.

Mécanismes complémentaires de suivi de la qualité

4.67 En cas de coupures sur le RTN (autres que liées à des événements exceptionnels ou des asymétries de tension sur des postes de transformation THT/MT ou HT/MT directement reliés au réseau de transport), les entreprises de distribution peuvent fournir des services « d'atténuation »⁴⁸ (« *Servizi di mitigazione* ») afin d'assurer la continuité d'alimentation sur les réseaux MT en activant des groupes électrogènes décentralisés. Ces services doivent être rémunérés par le gestionnaire du réseau de transport, dans la limite d'une part fixe de 3 M€ par an et d'une part variable de 3 M€ pour chaque interruption due à la responsabilité de l'opérateur (plafond maximal annuel fixé à 15 M€, soit 5 coupures majeures).

⁴⁷ Regolazione Output-Based Del Servizio Di Trasmissione Dell'energia Elettrica 2016-2023, Article 9

⁴⁸ Regolazione Output-Based Del Servizio Di Trasmissione Dell'energia Elettrica 2016-2023, Articles 10 et 11

- 4.68 Selon le gestionnaire du réseau de transport, la rémunération de ces services « d'atténuation » (0 € pour les 30 premières minutes, 10 000 €/MWh pour les 4 heures suivantes et 3 000 €/MWh ensuite) correspond à environ 25 % des montants versés ou reçus dans le cadre de la régulation de la continuité d'alimentation. La justification de ce mécanisme est que, afin de limiter les coupures des consommateurs finals, Terna profite de la disponibilité des équipements décentralisés des entreprises de distribution. Cependant, il semble qu'il n'y ait pas de relation claire entre les montants payés et les coûts engendrés pour les distributeurs⁴⁹.
- 4.69 Des garanties individuelles pour les clients HT et THT⁵⁰ viennent en outre d'être ajoutées. Le gestionnaire de transport est soumis à des standards pour le nombre de coupures non planifiées longues et brèves :
- 0 coupure non planifiée brève ou longue pour les clients disposant d'une connexion maillée ;
 - 0 coupure non planifiée brève ou longue pour les clients disposant d'une connexion « radiale » avec une tension supérieure à 150 kV ;
 - 1 coupure non planifiée brève ou longue pour les clients disposant d'une connexion « radiale » avec une tension inférieure à 150 kV.
- 4.70 En cas de dépassement des seuils autorisés, les clients HT ou THT affectés ont droit à une indemnisation automatique selon une formule comparable au mécanisme en place pour la distribution (cf. Formule [10]). Le paramètre V_p prend une valeur de 1 €/kW interrompu.
- 4.71 Ce schéma de garanties individuelles est limité par un certain nombre de conditions, notamment :
- Si la coupure est liée à une défaillance des équipements du client HT ou THT et qu'il est avéré que les équipements n'étaient pas conformes à la réglementation en vigueur, le gestionnaire n'est pas tenu de compenser le client ;
 - Si une coupure non planifiée brève ou longue intervient moins de 60 minutes après la fin d'une autre coupure non planifiée, elle ne rentre pas en compte dans le périmètre du standard ;
 - L'AEEG justifie l'introduction de ces standards par l'exclusion du calcul de l'END-R des incidents ayant concerné les clients finals HTB.

⁴⁹ Le lecteur intéressé peut trouver plus d'informations dans le document suivant (en italien) : <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/dc/10/007-10dco.pdf>

⁵⁰ Regolazione Output-Based Del Servizio Di Trasmissione Dell'energia Elettrica 2016-2023, Article 22

- 4.72 Les coupures longues, comprises entre 2h et 8h, sont indemnisées à raison de 2 500 €/MWh d'énergie non distribuée. Les coupures prises en compte excluent les événements exceptionnels et les incidents non liés à la responsabilité de l'opérateur. Par épisode de coupure, le montant de l'indemnisation ne peut pas dépasser 50 000 € ; pour chaque client, le montant de l'indemnisation ne peut pas dépasser 150 000 € par an.
- 4.73 Les microcoupures (interruptions transitoires) sont considérées comme relevant du domaine de la qualité de tension.
- 4.74 Le suivi d'un indicateur de la disponibilité du réseau (« *Average System Availability Index* ») est mis en place à partir de 2016 :

$$ASAI(\%) = \frac{\sum_i Disp_i}{(\text{Nombre d'heures par an} \times N_{tot})} \times 100$$

4.75 Avec :

- $Disp_i$: nombre d'heures par an durant lesquelles l'ouvrage i du réseau de transport a été disponible ;
- N_{tot} : nombre total d'ouvrages du réseau de transport en fonction pendant l'année considérée.

4.76 La régulation 2016-2023 introduit également le suivi d'un indicateur du temps moyen de réparation d'une anomalie sur le réseau.

4.77 Enfin, l'AEEG est en train de mener des consultations pour introduire des mécanismes incitatifs sur les « *outputs* » du service de transport d'électricité⁵¹, notamment sur :

- La définition et mesure de l'utilité pour le système (en application du « CBA 2.0 ») ; et
- La mise en service de capacités additionnelles jusqu'à l'atteinte des capacités cibles.

Retour d'expérience

4.78 L'AEEG a indiqué que la régulation incitative de la durée moyenne de coupure, introduite dès 2000, avait pour but de réduire la différence existant entre l'Italie et les autres pays européens sur cet indicateur. Cet objectif est considéré atteint, comme l'indiquent les niveaux de référence pour la période 2016-2023 qui correspondent aux niveaux cibles de long terme. Cependant, il existe encore de fortes disparités entre les régions italiennes, en particulier entre le nord et le sud, que le régulateur souhaite réduire. Il réfléchit ainsi à introduire des mécanismes incitatifs spécifiques aux zones avec un nombre de coupures très élevé par rapport aux niveaux cibles.

⁵¹ Regolazione Output-Based Del Servizio Di Trasmissione Dell'energia 2016-2023, Article 39

- 4.79 S'agissant de l'indicateur de fréquence, bien que l'amélioration ait été très importante depuis son introduction en 2008, les niveaux cibles de long terme n'ont pas encore été atteints.
- 4.80 Sur l'impact des compteurs intelligents, l'AEEG fait part d'une augmentation graduelle de l'utilisation des données de coupures enregistrées par l'intermédiaire de ces compteurs. Alors que le déploiement de la deuxième génération est en cours de préparation, il n'y a cependant pas encore d'impact quantifié de la présence de ces compteurs sur les niveaux de continuité d'alimentation. Ils permettent néanmoins un enregistrement plus précis du timing des coupures.
- 4.81 Concernant le mécanisme incitatif pour le transport, Terna indique qu'il a contribué et continue à encourager des investissements et des changements de méthodes d'exploitation du réseau afin de réduire sur le long terme l'énergie non distribuée. Cependant, dans la mesure où la cible très faible (moins d'un GWh) en comparaison des montants d'énergie transportés (environ 250 TWh), son atteinte peut sembler relever plus de l'aléa que de mesures prises spécifiquement pour réduire le niveau d'énergie non distribuée.

Section 5

Suède

Caractéristiques des réseaux de distribution et de transport en Suède

Les réseaux publics d'électricité en Suède sont organisés en trois niveaux :

- Basse tension (comprise entre 0,4 kV et 20 kV). En 2012, ils représentaient 310 407 km, dont 241 926 km souterrains (78 %) et 68 481 km aériens (22 %).
- Moyenne-haute tension (comprise entre 40 kV et 130 kV). En 2012, ils représentaient respectivement 195 712 km, dont 108 259 km souterrains (55 %) et 87 453 km aériens (45 %), et 30 236 km.
- Très haute tension (comprise entre 220 kV et 400 kV). En 2012, ils représentaient respectivement 15 695 km.

Le niveau de basse tension est considéré comme relevant du périmètre de la distribution. La moyenne-haute tension, correspondant aux réseaux régionaux, est un niveau intermédiaire entre transport et distribution. La très haute tension relève du périmètre du transport.

Le gestionnaire de réseau de transport national public est Svenska Kraftnät.

Il existe cinq gestionnaires de réseaux régionaux, dont quatre opèrent la quasi-totalité de ce niveau de réseau : les trois plus grands gestionnaires de réseaux de distribution (E.ON Sverige, Vattenfall et Fortum) et un gestionnaire de plus petite taille pour le nord du pays (Skellefteå). Ces gestionnaires doivent recevoir une autorisation du régulateur pour toute nouvelle ligne.

La Suède compte enfin environ 170 gestionnaires de réseaux de distribution, très variables en taille (entre 1000 et 500 000 clients) et en structure de propriété. Ils desservent 5,2 millions de consommateurs raccordés au réseau de distribution. Ces gestionnaires disposent d'un monopole sur leur zone de réseau et ont le droit de construire de nouvelles lignes sans autorisation jusqu'à un certain niveau de tension.

En 2010, 175 TWh ont été transportés et fournis aux consommateurs finals.

Sources : CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, 2015 ; Mercados study on tariff design for distribution systems, 2015.

Cadre de régulation des réseaux

- 5.6 Les gestionnaires de réseau suédois sont soumis aux dispositions sur les activités de réseaux prévues par la Loi sur l'électricité de 1997 (« *Ellagen 1997:857* »)⁵², qui organise la libéralisation du secteur électrique. Ces dispositions portent notamment sur les règles de concession, les responsabilités du gestionnaire de réseau de transport national en tant qu'opérateur du système électrique, les tarifs d'utilisation des réseaux et les conditions d'accès au réseau pour les nouvelles connexions.
- 5.7 En 2012, la Suède a fait évoluer son modèle de régulation d'une approche *ex-post* vers une régulation *ex-ante*. Jusqu'à cette date, le revenu autorisé était déterminé *ex-post* en comparant les recettes réalisées par les gestionnaires de réseaux à un revenu théorique calculé par un modèle d'évaluation de la performance des réseaux (« *Network Performance Assessment Model* »). Ce changement fait suite à l'application d'une directive européenne. Les gestionnaires de réseaux sont désormais tenus de faire approuver leur proposition de plafond de revenu au régulateur de l'énergie suédois (« *Energy Markets Inspectorate* », ci-après « Ei »)⁵³ en amont de chaque période tarifaire en se fondant sur des données économiques et techniques. La période tarifaire dure 4 ans pour tous les gestionnaires.
- 5.8 La Loi sur l'électricité dispose que le plafond de revenu doit couvrir les coûts raisonnables d'exploitation des réseaux et fournir un retour raisonnable sur les capitaux propres investis. Afin de déterminer le plafond, les coûts des gestionnaires de réseau sont séparés entre dépenses d'investissement (« *Capital expenditure* », ci-après « CAPEX ») et dépenses opérationnelles (« *Operations expenditure* », ci-après « OPEX »), lesquelles sont divisées entre éléments compressibles et éléments incompressibles⁵⁴. Pour la période 2012-2015, un facteur annuel d'amélioration de l'efficacité de 1 %⁵⁵ a été appliqué aux éléments de coûts compressibles. En ce qui concerne les CAPEX, la base d'actifs régulés est déterminée en suivant le principe de la valeur de remplacement. Le taux de rémunération, obtenu par la méthode du coût moyen pondéré du capital (« *Weighted average cost of capital* », ci-après « WACC »), est ajusté pour tenir compte de la performance des gestionnaires en termes de qualité d'alimentation. Enfin, pour parvenir au revenu annuel autorisé, un ajustement est fait

⁵² [http://ei.se/Documents/Publikationer/lagar_pa_engelska/Electricity Act .pdf](http://ei.se/Documents/Publikationer/lagar_pa_engelska/Electricity_Act_.pdf)

⁵³ Site de l'Ei : <http://ei.se/en/>

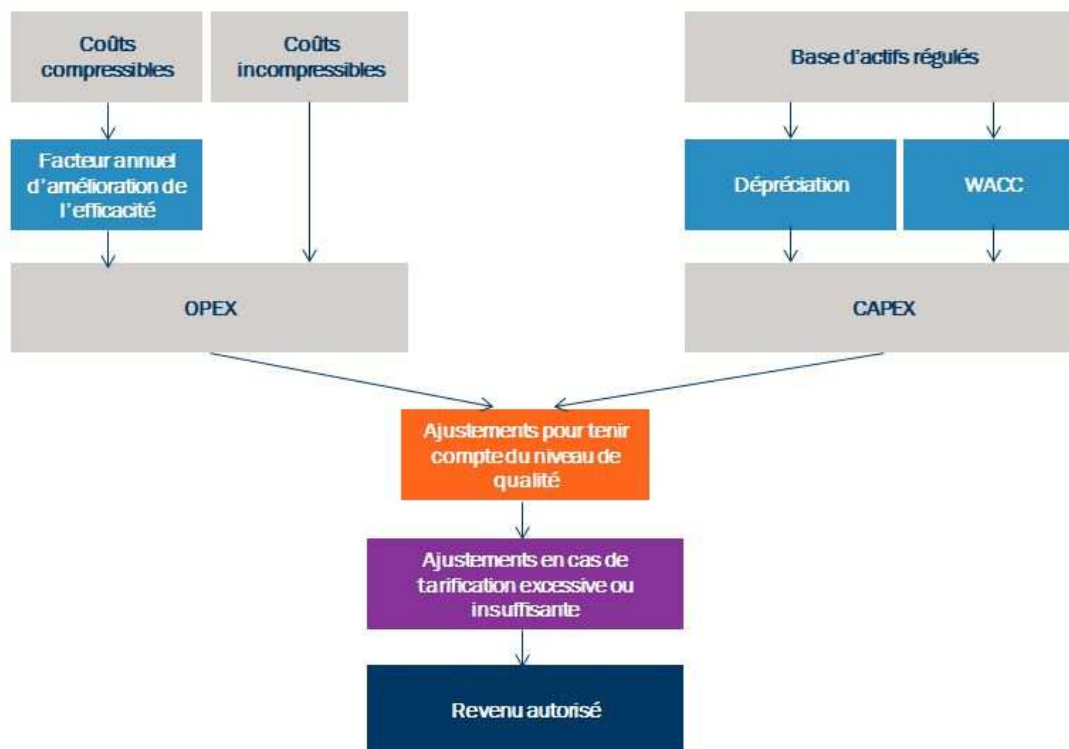
⁵⁴ Pour les réseaux de distribution, ces coûts sont notamment : (i) le péage payé aux réseaux régionaux, (ii) les redevances collectées par l'Etat pour le financement du marché de l'électricité et de l'agence pour la sécurité d'approvisionnement électrique, et (iii) les pertes réseau (au moins pour la première période de régulation). Pour le réseau de transport, il s'agit notamment : (i) des achats pour couvrir les pertes de réseau, et (ii) des coûts d'opération du système (contrôle primaire, compensation de l'énergie, échanges de contreparties, réserve pour le transport et les perturbations).

⁵⁵ Ce facteur a été déterminé sur la base d'analyses empiriques de l'amélioration de la productivité dans les activités de distribution d'électricité entre 2001 et 2008. Il s'applique indifféremment aux gestionnaires de réseau de distribution et de transport.

pour tenir compte des trop-perçus ou moins-perçus réalisés pendant la période de régulation.⁵⁶

5.9 La structure de détermination du revenu des gestionnaires de réseau en Suède est récapitulée dans la Figure 12 ci-dessous.

Figure 12 : Structure de détermination du revenu autorisé des gestionnaires de réseaux en Suède.



Source : NordREG.

5.10 La Suède est en outre un des pays précurseurs en Europe en ce qui concerne les réseaux intelligents. Elle a ainsi déployé des compteurs intelligents à l'échelle de tout son territoire dès 2009. Depuis 2010, les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de communiquer à l'Ei leurs données de coupures au niveau de chaque consommateur.

⁵⁶ Si le revenu annuel réalisé dépasse le plafond autorisé de plus de 5 %, le gestionnaire est soumis à une pénalité de « surfacturation » qui vient diminuer le plafond de revenu de la période suivante.

Régulation incitative de la continuité d'alimentation

- 5.11 Le paragraphe 9 du chapitre 3 de la Loi sur l'électricité de 1997 dispose que « la fourniture d'électricité doit être de bonne qualité ». En particulier, la continuité d'alimentation est encadrée par :
- Des mesures incitatives de la continuité d'alimentation entrant en compte dans le calcul des revenus autorisés⁵⁷.
 - Des standards minimaux de qualité correspondant à des durées maximales de rétablissement de l'alimentation⁵⁸ ;
 - Une compensation des clients en cas de dépassement des seuils garantis⁵⁹ ; et
- 5.12 Ei publie chaque année un rapport montrant l'évolution des indicateurs de continuité d'alimentation et la liste des gestionnaires de réseaux de distribution ayant réalisé la plus mauvaise performance.

Distribution

- 5.13 Pendant la première période de régulation, la performance des gestionnaires de réseaux de distribution était mesurée sur la base d'indicateurs de durée (« *System Average Interruption Duration Index* », ci-après « SAIDI ») et de fréquence de coupure (« *System Average Interruption Frequency Index* », ci-après « SAIFI »). Dans la mesure où Ei ne disposait pas des données nécessaires au calcul d'un niveau cible global, les cibles ont été déterminées en calculant la valeur moyenne des indicateurs sur la période 2006-2009 pour chacun des gestionnaires. L'incitation était basée sur un coût de coupure agrégé pour l'ensemble des consommateurs, différencié suivant qu'il s'agissait de coupures planifiées (annoncées) ou non.
- 5.14 Dans la mesure où les éléments de régulation incitative ont été repris et approfondis pour la deuxième période de régulation débutée en 2016, les sections suivantes se concentrent sur le mécanisme pour la période 2016-2019.

Indicateurs

- 5.15 La continuité d'alimentation est mesurée par des indicateurs :
- De la durée de coupure (« *System Average Interruption Duration Index* », ci-après « SAIDI ») ;

⁵⁷ Paragraphe 7 du chapitre 5 de la Loi sur l'électricité de 1997.

⁵⁸ Paragraphe 9 du chapitre 3 de la Loi sur l'électricité de 1997.

⁵⁹ Chapitre 10 de la Loi sur l'électricité de 1997.

$$SAIDI = \frac{\text{Durée totale des coupures ayant affecté les clients}}{\text{Nombre total de clients du gestionnaire}}$$

- De fréquence de coupure (« *System Average Interruption Frequency Index* », ci-après « SAIFI ») ; et

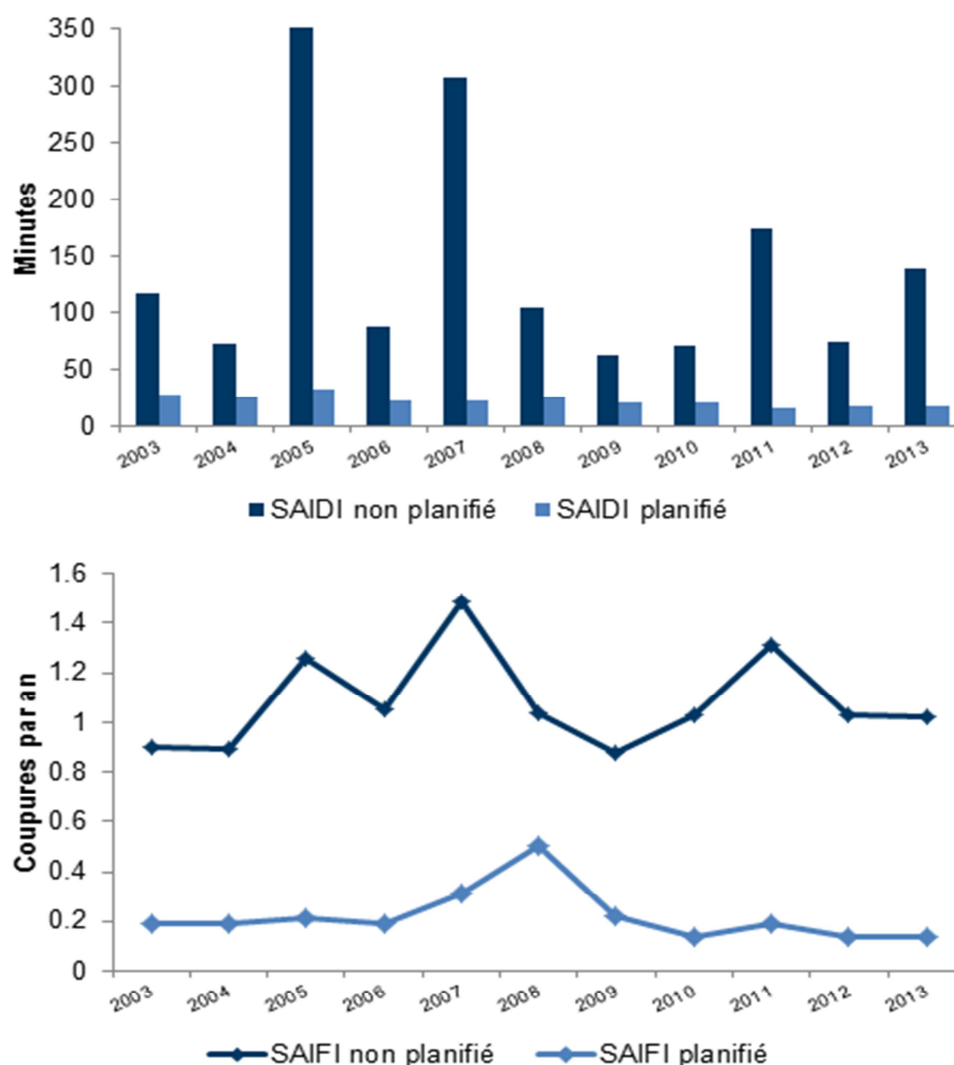
$$SAIFI = \frac{\text{Nombre total de coupures}}{\text{Nombre total de clients du gestionnaire}}$$

- De nombre de clients ayant subi plus de quatre coupures pendant un an (« *Customer Experiencing Multiple Interruptions* », ci-après « CEMI₄ »).

$$CEMI_4 = \frac{\text{Nombre de clients ayant subi plus de quatre coupures par an}}{\text{Nombre total de clients du gestionnaire}}$$

- 5.16 Les indicateurs SAIDI et SAIFI doivent être calculés pour chaque groupe de consommateurs (résidentiel, tertiaire, industrie, agriculture et service public) en distinguant les coupures planifiées de coupures non planifiées. Ils sont ensuite agrégés pour chaque gestionnaire.
- 5.17 Les coupures planifiées de plus de 3 minutes et les coupures non planifiées entre 3 minutes et 12h entrent dans le périmètre de calcul des indicateurs incités, y compris les coupures suite à des événements exceptionnels. Cependant, les coupures non planifiées dépassant 12h sont exclues du périmètre dans la mesure où les gestionnaires de réseaux de distribution sont par ailleurs obligés de verser une compensation automatique à leurs clients pour ce type de coupure.
- 5.18 Lors des échanges avec FTI-CL Energy, le régulateur suédois a indiqué qu'il ne disposait pas d'une granularité suffisante de données pour suivre les coupures planifiées de moins de 3 minutes et qu'un tel suivi n'avait pas été demandé par les différentes parties prenantes. L'exclusion des coupures de plus de 12h est motivée par la volonté de ne pas punir doublement les gestionnaires, dans la mesure où ces coupures ont d'ores et déjà un fort impact financier du fait des compensations directes aux utilisateurs (voir paragraphe 5.36).
- 5.19 La Figure 13 ci-dessous présente l'évolution des indicateurs SAIDI et SAIFI, divisés entre coupures planifiées et coupures non planifiées.

Figure 13 : Evolution du SAIDI et du SAIFI, divisés entre coupures planifiées en non planifiées, sur la période 2003-2013.



Notes : Valeurs moyennes pour l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution. Pour le SAIDI, l'échelle est tronquée (en 2005, le SAIDI a atteint une valeur de 890 minutes à la suite de tempêtes exceptionnelles).

Source : Ei.

5.20 Tandis que les indicateurs planifiés présentent une relative stabilité depuis 2009 (SAIDI planifié inférieur ou égal à 20 minutes et SAIFI planifié inférieur ou égal à 0,2 coupure), l'analyse des indicateurs non planifiées est moins directe. Ces indicateurs sont fortement soumis à l'influence d'événements extrêmes, comme des tempêtes survenues en 2005 et 2007. Les niveaux atteints dans les meilleures années (SAIDI entre 60 et 75 minutes en 2004, 2009, 2010 et 2012, SAIFI autour de 0,9 coupure en 2003, 2004, et 2009) semblent représenter des « talons » de qualité. Sur la période 2010-2013, le SAIDI moyen planifié s'établit à environ 115 minutes et le SAIFI moyen planifié à 1,1 coupure.

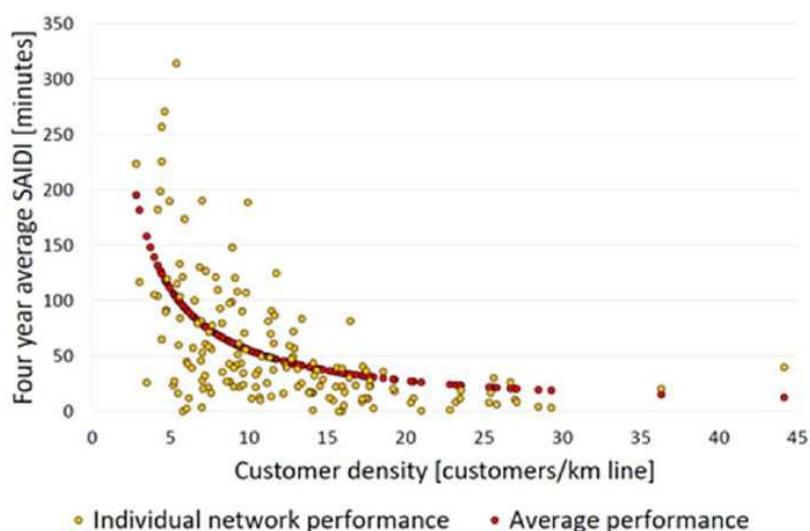
5.21 Dans la mesure où le SAIDI et le SAIFI ne tiennent pas compte de disparités de qualité entre différentes zones d'un même réseau, l'indicateur $CEMI_4$ a été rajouté pour la deuxième

période de régulation afin d'éviter que les gestionnaires ne fassent plus d'efforts dans des zones avec une forte densité de clients (où la continuité est plus facile à améliorer) que dans les zones présentant une moindre densité.

Cibles de référence

- 5.22 Pour la nouvelle période de régulation, Ei a retenu le paramètre de la densité de clients, définie comme le nombre de clients par kilomètre de ligne de réseau, comme base de comparaison de la continuité d'alimentation des gestionnaires.
- 5.23 Se fondant sur les valeurs moyennes du SAIDI et SAIFI sur les années 2010 à 2013 pour les 170 gestionnaires de réseaux de distribution, Ei a calculé une performance moyenne en fonction de la densité de clients, représentée dans la ci-dessous.

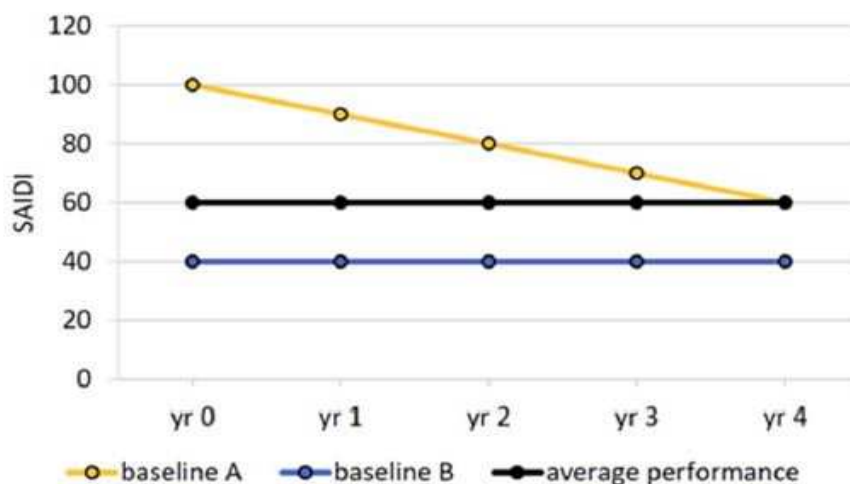
Figure 14 : Valeurs moyennes du SAIDI sur 2010-2013 pour chaque gestionnaire (en jaune) et en moyenne (en rouge) en fonction de la densité de clients.



Source : Ei (2016), « Incentivizing Continuity of Supply in Sweden ».

- 5.24 Les trajectoires de cibles pour la période 2016-2019 dépendent du positionnement de chacun des gestionnaires par rapport à la performance moyenne en fonction de la densité de clients. La Figure 17 ci-dessous illustre ce principe. Pour un niveau de densité de clients donné : (i) les gestionnaires moins performants devront améliorer leur continuité d'alimentation de manière progressive sur la durée de la période de régulation (« *Baseline A* »), (ii) les gestionnaires plus performants devront conserver leur niveau historique (« *Baseline B* »), et (iii) les gestionnaires dans la moyenne devront se maintenir (« *Average Performance* »).

Figure 15 : Trajectoires de cibles en fonction du positionnement du gestionnaire par rapport à la moyenne.



Source : Ei (2016), « Incentivizing Continuity of Supply in Sweden ».

- 5.25 La trajectoire de cible est calculée séparément pour : (i) le SAIDI et le SAIFI ; (ii) les coupures planifiées et non planifiées ; et (iii) les cinq groupes de consommateurs. Ainsi, chaque gestionnaire doit suivre 20 trajectoires de cibles.

Force de l'incitation

- 5.26 S'agissant de la valorisation de l'énergie non distribuée, Ei s'est fondé sur les résultats de l'enquête menée en 1994 par *Swedish Energy*, l'association industrielle des gestionnaires de réseaux de distribution suédois, sur les coûts engendrés pour les clients par des coupures. L'étude a été actualisée en 2003-2004 en ajustant les valeurs pour tenir compte de l'inflation sur la base de l'indice des prix à la consommation. Ces valeurs ont été mises à jour selon le même principe puis normalisées⁶⁰. Depuis 2016, elles sont déclinées par groupes de consommateurs⁶¹.
- 5.27 Le calcul de l'incitation se déroule en plusieurs étapes. *Premièrement*, un facteur incitatif basé sur le SAIDI et le SAIFI est calculé de manière annuelle selon la formule suivante :

$$Q_y = \sum_{k=1}^5 \sum_{j=1}^2 \left((SAIDI_{b,jk} - SAIDI_{o,jk}) \times K_{E,jk} + (SAIFI_{b,jk} - SAIFI_{o,jk}) \times K_{P,jk} \right) \times P_{av} [12]$$

Avec :

- k : groupes de consommateurs ;

⁶⁰ En suivant les recommandations du CEER (« *Guidelines of good practice on estimation of costs due to electricity interruptions and voltage disturbances* », 2010).

⁶¹ L'étude complète est disponible en annexes (pp.83 et suivantes) de la décision 2015:06 de l'EI relative à la régulation de la continuité d'alimentation.

- j : type de coupure (planifiée ou non planifiée) ;
- b : niveau cible ;
- o : niveau réalisé ;
- K_E (SEK/kWh) et K_P (SEK/kW) : paramètres de valorisation du SAIDI et du SAIFI ;
- P_{av} : consommation moyenne annuelle par groupe de consommateur.

5.28 Les paramètres de valorisation des coupures, déclinés par type de coupure et groupe de consommateurs, sont présentés dans le Tableau 10 ci-dessous.

Tableau 10 : Paramètres de valorisation des coupures, déclinés par type de coupure et groupe de consommateurs.

Groupe de consommateurs	Coupures non planifiées		Coupures planifiées	
	K_E (SEK/kWh)	K_P (SEK/kW)	K_E (SEK/kWh)	K_P (SEK/kW)
Industrie	77	23	70	22
Commerce et services	148	62	135	41
Agriculture	44	8	26	3
Secteur public	39	5	24	4
Résidentiel	2	1	2	0

Source : Ei, Publication R2015:06 sur les mécanismes d'incitation de la qualité pour la période de régulation 2016-2019

5.29 *Deuxièmement*, le facteur incitatif est ajusté pour tenir compte de l'évolution de l'indicateur $CEMI_4$, calculée comme la différence entre la trajectoire cible (basée sur les performances historiques de chaque gestionnaire) et le niveau réalisé pendant l'année considérée, notée $CEMI_{4\delta,y}$. Si $CEMI_{4\delta,y}$ est de même signe que Q_y , il n'y a pas d'ajustement. Dans le cas contraire, l'ajustement est calculé par la formule suivante :

$$Q_{Ty} = Q_y(1 - |CEMI_{4\delta,y}|)$$

5.30 L'ajustement pour tenir compte de l'indicateur $CEMI_4$ est toutefois limité à $\pm 0,25$ % de Q_y .

5.31 *Finalement*, l'incitation totale est calculée à la fin de la période de régulation en sommant les facteurs Q_y des quatre années. Les gestionnaires et Ei effectuent néanmoins des prévisions annuelles. Entre 2012 et 2015, l'incitation avait été calculée chaque année séparément puis agrégée à la fin de la période.

5.32 Pendant la première période de régulation, un facteur 0,5 a été attribué aux montants de récompense ou pénalité. La motivation sous-jacente était de répartir les bénéfices ou les charges entre gestionnaires et consommateurs. Ei considérait en effet que les consommateurs devaient profiter d'une partie de l'amélioration de la continuité, correspondant à une récompense donc à une augmentation du revenu du gestionnaire répercutée dans les tarifs de réseau (limitée par le facteur 0,5), et inversement en cas de

dégradation. Cependant, en théorie, le coût marginal d'amélioration de la qualité pour le gestionnaire doit être égal au coût marginal des coupures pour les clients afin d'atteindre un niveau de continuité optimal d'un point de vue socio-économique. Pour la deuxième période de régulation, le facteur a donc été fixé à 1.

Gestion des risques pour les opérateurs

- 5.33 Le paragraphe 7 du chapitre 5 de la Loi sur l'électricité de 1997 prévoit que l'impact de la régulation incitative de la qualité ne doit pas dépasser le taux de rémunération du capital (WACC x Base d'actifs régulés), dans le but de protéger les gestionnaires en cas de phénomènes météorologiques extrêmes. Pour la période 2012-2015, Ei avait en conséquence fixé un plafond/plancher à 3 % du plafond de revenu. A la suite d'analyses de risques menées en amont de la deuxième période de régulation, la limitation a été élevée à ± 5 %, dans la mesure où ce montant n'est presque jamais supérieur au taux de rémunération.

Mécanismes complémentaires de suivi de la qualité

- 5.34 En application du paragraphe 9 du chapitre 3 de la Loi sur l'électricité de 1997, le règlement EIFS 2013:1⁶² définit les durées maximales de rétablissement de l'alimentation en fonction de la puissance installée du client et du degré d'exceptionnalité de la coupure. La situation sera considérée comme normale si les conditions météorologiques et techniques des réseaux ne s'opposent pas à des travaux de rétablissement de l'alimentation directement après que la coupure soit survenue. Au contraire, la situation sera considérée comme exceptionnelle si les travaux ne peuvent pas commencer immédiatement après la coupure. Les seuils sont présentés dans le Tableau 11 ci-dessous.

Tableau 11 : Standards de durée maximale de rétablissement de l'alimentation en Suède.

Intervalle de puissance (MW)	Durée maximale de rétablissement dans des conditions normales (heures)	Durée maximale de rétablissement dans des conditions exceptionnelles (heures)
> 2 et ≤ 5	12	24
> 5 et ≤ 20	8	24
> 20 et ≤ 50	2	24
> 50	2	12

Source : Ei.

- 5.35 Ce règlement précise également que l'électricité doit être considérée de « bonne qualité » si le nombre de coupures longues (comprises entre 3 minutes et 12h) est inférieur à 3 par an. Si ce nombre dépasse 11 coupures par an, l'électricité sera considérée de « mauvaise

⁶² https://www.ei.se/Documents/Publikationer/foreskrifter/EI/EIFS_2013_1.pdf (Chapitres 4 et 6)

qualité ». Bien que ce seuil ne soit pas associé à une pénalité spécifique, Ei peut mener une enquête et prendre des mesures spécifiques en cas de dépassement non motivé par des causes exceptionnelles.

5.36 Comme prévu par le paragraphe 9 du chapitre 3 ainsi que par les chapitres 10 et 11 de la Loi sur l'électricité de 1997, le règlement EIFS 2013:4⁶³ définit en outre la compensation à laquelle les consommateurs ont droit en cas de coupure supérieure à 12h. Cette compensation correspond à un rabais automatique sur le tarif annuel de réseau (charges fixes et variables) d'un montant de :

- 12,5 % pour les coupures entre 12h et 24h ;
- 25 % pour toutes les tranches de 24h supplémentaires avec une limitation à 300 %, correspondant à une coupure pendant 12 jours.

5.37 Pour les consommateurs résidentiels, le rabais sur le tarif de réseau annuel ne peut pas être inférieur à 100 € pour une coupure comprise entre 12h et 24h. Ce montant augmente d'environ 100 € à chaque tranche de 24h supplémentaire.

5.38 Enfin, dans l'optique du respect de la règle des 24h de durée maximale de coupure introduite, un gestionnaire de réseau qui aurait dépassé ce seuil doit identifier les zones concernées et mettre en place des plans d'action spécifiques pour améliorer la continuité.

Transport

Indicateurs

5.39 Les gestionnaires des réseaux régionaux sont incités sur : (i) l'énergie moyenne annuelle non distribuée (« *Icke levererad energi* », ci-après « ILE »), mesurée en kWh, et (ii) la puissance moyenne annuelle non servie (« *Icke levererad effekt* », ci-après « ILEffekt »), mesurée en kW.

$$ILE = \text{Consommation moyenne annuelle} \times \text{Durée totale des coupures (heure)}$$

$$ILEffekt = \text{Consommation moyenne annuelle} \times \text{Nombre total de coupures}$$

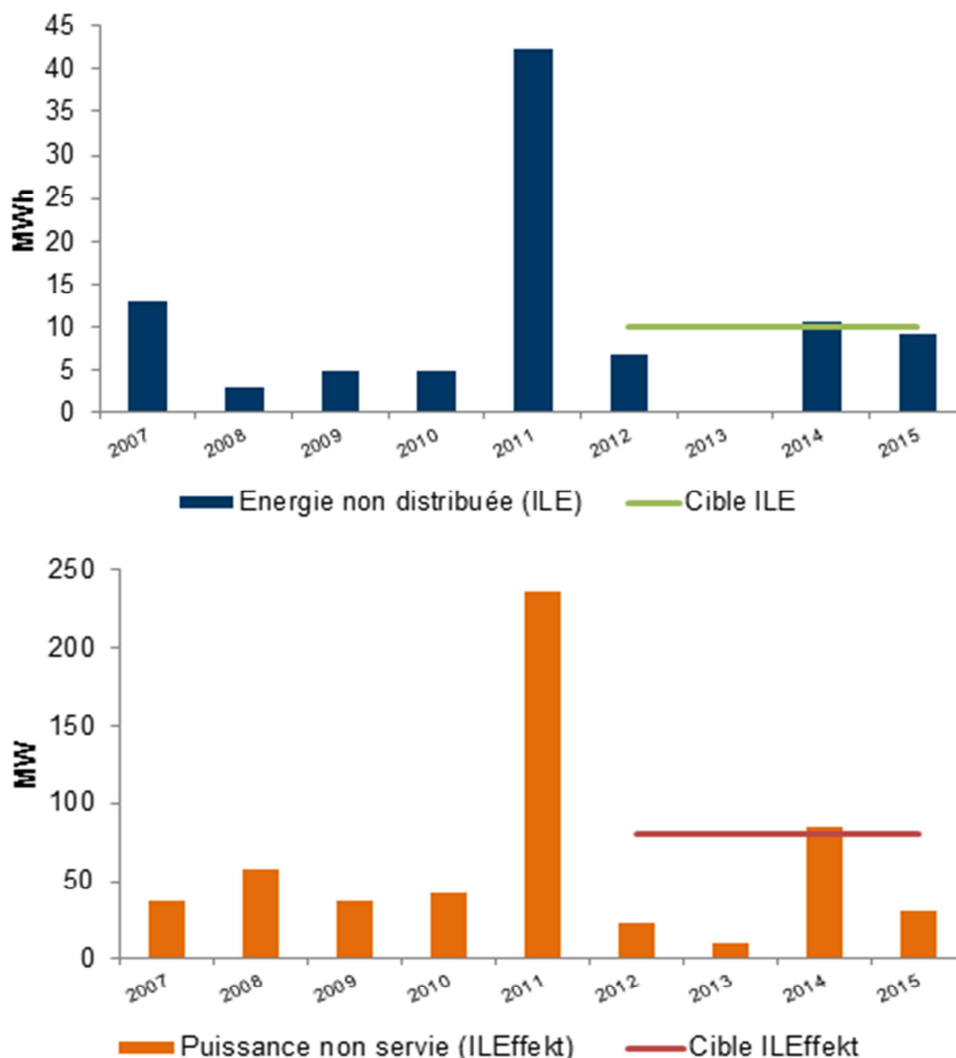
5.40 Le régulateur suédois a indiqué que l'indicateur ILEffekt est équivalent au SAIFI, dans la mesure où il mesure un coût de la fréquence de coupure. L'existence de cet indicateur est justifiée par le fait que certains consommateurs sont sensibles à toutes les coupures survenant sur le réseau.

5.41 Le gestionnaire du réseau de transport national est incité sur les mêmes indicateurs, cependant basée sur l'énergie et la puissance réelle non servies (par opposition à une moyenne annuelle). Leur évolution est présentée dans la Figure 16 ci-dessous.

⁶³

https://www.ei.se/Documents/Publikationer/foreskrifter/EI/EIFS_2013_4.pdf

Figure 16 : Evolution de l'énergie non distribuée (ILE) et de la puissance non servie (ILEffekt) du gestionnaire de réseau de transport national sur la période 2007-2005 et trajectoire des cibles pour la période de régulation 2012-2015.



Notes : Les valeurs ne concernent que le gestionnaire de réseau de transport national Svenska Kraftnät.
 Source : Svenska Kraftnät.

5.42 Le niveau de continuité du gestionnaire du réseau national de transport apparaît ainsi très élevé. L'énergie non distribuée est inférieure à 10 MWh pour toutes les années de la période 2007-2015, à l'exception de 2007 (13 MWh) et 2011 (42 MWh) où des perturbations liées aux systèmes automatiques ont entraîné un niveau plus élevé. Le constat est le même pour la puissance non servie, qui ne dépasse 80 MW qu'en 2011 (235 MW) et 2014 (84 MW).

5.43 Le périmètre des coupures considérées varie en fonction du niveau de réseau et de l'indicateur :

- Pour les gestionnaires des réseaux régionaux :
 - ILE : coupures planifiées et non planifiées comprises entre 3 minutes et 12h

- ILEffekt : coupures planifiées et non planifiées comprises entre 100 millisecondes et 12h (pour la période de régulation 2012-2015, seules les coupures supérieures à 3 minutes étaient prises en compte)
 - Pour le gestionnaire du réseau de transport national :
 - ILE : coupures planifiées et coupures non planifiées supérieures à 1 minute
 - ILEffekt : coupures planifiées et coupures non planifiées supérieures à 100 millisecondes
- 5.44 Seule la fréquence des coupures de moins de 3 minutes est disponible. Le régulateur indique que même si les données sur l'énergie non distribuée étaient disponibles, elles n'auraient que peu d'impact sur le volume total, dans la mesure où celui-ci dépend beaucoup de la durée de la coupure.
- 5.45 Les gestionnaires des réseaux régionaux doivent calculer les indicateurs au niveau de chaque point de soutirage. De même que pour la distribution, une différenciation est requise par type de coupure et par groupe de consommateurs.
- 5.46 Les coupures causées par des événements exceptionnels sont exclues du calcul des indicateurs. Les événements exceptionnels sont définis comme des incidents de type N-2, c'est-à-dire lorsque deux incidents de type N-1 surviennent en moins de 15 minutes. Le réseau suédois est en effet dimensionné et exploité de manière à ce qu'un incident de type N-1 sur un élément du réseau ne mette pas en danger la stabilité du réseau dans sa globalité. En particulier, lorsque la probabilité d'occurrence de défaillances simultanées multiples est importante, des mesures sont prises pour assurer la stabilité du réseau (annulation des coupures planifiées, augmentation des volumes de réserve, réduction de la capacité disponible sur les marchés *day-ahead* et *intraday*). Les incidents de type N-2 sont par conséquent extrêmement rares.

Cibles de référence

- 5.47 Les cibles annuelles pour les indicateurs sont égales à la valeur moyenne des indicateurs : (i) sur quatre ans par rapport à l'année n-2 de la période de régulation considérée pour les gestionnaires des réseaux régionaux, et (ii) sur dix ans par rapport à l'année n-2 de la période de régulation considérée pour le gestionnaire du réseau de transport national. Les valeurs historiques ont été retenues dans la mesure où les réseaux ne sont pas assez comparables pour pouvoir établir des cibles au niveau national.
- 5.48 Le grand nombre d'années considérées dans la valeur moyenne s'explique par le fait que certaines années exceptionnelles peuvent avoir un effet important sur le niveau de cible, alors qu'elles ne correspondent pas à la tendance des indicateurs. Le retard de 2 ans est justifié par les délais nécessaires à l'acquisition et à la vérification par le régulateur des données communiquées par les gestionnaires, ainsi que par la volonté de prendre une marge par rapport au début de la période de régulation.

Force de l'incitation

5.49 Les bases du mécanisme de calcul de l'incitation pour les gestionnaires des réseaux régionaux et pour le gestionnaire du réseau de transport national sont similaires à celles en place pour la distribution. Notamment, les paramètres de valorisation des coupures déclinés par type de client sont les mêmes (cf. Tableau 10). Lorsque le point de soutirage correspond à une connexion au réseau BT, la valorisation est égale à la moyenne des paramètres de coûts pour les différents groupes de consommateurs, afin de représenter la composition du réseau aval affecté.

5.50 Pour les gestionnaires des réseaux régionaux, le facteur incitatif est calculé de manière annuelle selon la formule suivante :

$$Q_y = \sum_{k=1}^5 \sum_{j=1}^2 \left((ILE_{b,jk} - ILE_{o,jk}) \times K_{E,jk} + (ILEffekt_{b,jk} - ILEffekt_{o,jk}) \times K_{P,jk} \right) [13]$$

5.51 La formule pour le gestionnaire du réseau de transport national, non tenu de calculer des indicateurs par groupe de consommateurs, est la suivante :

$$Q_y = \sum_{j=1}^2 \left((ILE_{b,j} - ILE_{o,j}) \times K_{E,j} + (ILEffekt_{b,j} - ILEffekt_{o,j}) \times K_{P,j} \right) [14]$$

Gestion des risques pour les opérateurs

5.52 De même que pour la distribution, l'impact du mécanisme incitatif est ne doit pas dépasser le taux de rémunération du capital. Pour 2016-2019, le plafond/plancher est passé de 3 % à 5 % du plafond de revenu, à la suite d'analyses de risque menées par Ei.

Mécanismes complémentaires de suivi de la qualité

5.53 Les gestionnaires des réseaux régionaux sont soumis aux mêmes standards de qualité que les gestionnaires de réseaux de distribution.

5.54 Le gestionnaire du réseau de transport national ne fait pas l'objet de mécanismes de compensation directe des consommateurs. En effet, il n'est pas responsable de la livraison d'électricité aux consommateurs finals. Il existe néanmoins une procédure de planification des coupures sur le réseau de transport qui associe les parties prenantes concernées, afin de garantir que la sécurité d'exploitation et la livraison d'électricité soient assurées.

Retour d'expérience

5.55 S'agissant de l'impact des compteurs intelligents, Ei a indiqué que beaucoup de gestionnaires de réseaux de distribution n'avaient pas encore de lien direct entre les compteurs et l'exploitation de leurs réseaux. Dans la perspective du déploiement d'une nouvelle génération de compteurs intelligents, le régulateur est en train de réfléchir à des règles sur une meilleure utilisation des données qui en sont issues, ce qui pourrait passer par un mécanisme incitatif.

- 5.56 Cependant, la présence de ces compteurs a permis d'acquérir des données à la maille de chaque consommateur, ce qui a permis notamment de catégoriser des groupes de consommateurs et d'introduire l'indicateur CEMI₄.
- 5.57 La position du gestionnaire du réseau de transport national, Svenska Kraftnät, est particulière, dans la mesure où elle est une agence publique au même titre que Ei. Par conséquent, l'incitation à maintenir un haut niveau de continuité d'alimentation correspond plus à une mission de service public qu'à une perspective de gains économiques par la régulation incitative.

Section 6

Espagne

Caractéristiques des réseaux de distribution et de transport en Espagne

Les réseaux publics d'électricité en Espagne sont organisés en quatre niveaux :

- Basse tension (inférieure à 1 kV). En 2009, ils représentaient 50 287 km, dont 10 682 km souterrains (21 %) et 39 605 kms aériens (79 %).
- Moyenne tension (comprise entre 1 kV et 36 kV). En 2011, ils représentaient 276 443 km, dont 191 395 km souterrains (69 %) et 85 048 km aériens (31 %).
- Haute tension (comprise entre 36 kV et 220 kV). En 2011, ils représentaient 53 763 km.
- Très haute tension (supérieure à 220 kV). En 2011, ils représentaient 38 083 km.

Les niveaux de basse, moyenne et haute tensions sont considérés comme relevant du périmètre de la distribution, tandis que la très haute tension correspond au transport.

Le gestionnaire de réseau de transport national est Red Eléctrica de España S.A.

En 2013, il existait 342 gestionnaires de réseau de distribution dont 17 desservant plus de 100 000 clients et se partageant 95 % de la demande totale (29,5 millions de consommateurs raccordés au réseau de distribution). En 2010, 261 TWh ont été transportés et fournis aux consommateurs finals.

Sources : CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply, 2015 ; Mercados study on tariff design for distribution systems, 2015.

Cadre de régulation des réseaux

- 6.4 La première Loi sur l'électricité, établissant le caractère régulé des activités de distribution et de transport, remonte à 1997. Dans la mesure où les formules de rémunération pour la distribution ne tenaient pas compte des spécificités des réseaux dans chaque zone géographique ni d'incitations à améliorer la qualité d'alimentation et à réduire les pertes, un décret a modifié en 2008 la méthode de calcul du revenu.
- 6.5 La nouvelle méthode n'ayant néanmoins pas permis d'établir un cadre suffisamment clair, plusieurs décrets ont été pris entre 2012 et 2013 afin d'apporter de la visibilité sur la rémunération des gestionnaires. Finalement, une nouvelle Loi sur l'électricité a été adoptée fin 2013. Elle établit un modèle dans lequel les coûts nécessaires à la construction, à

l'exploitation et à l'entretien des réseaux sont couverts et qui prévoit une amélioration de l'efficacité des gestionnaires par l'introduction de paramètres d'incitation.

6.6 La Loi sur l'électricité de 2013 et son décret d'application pour la distribution⁶⁴ prévoient que la rémunération des gestionnaires est calculée annuellement suivant la formule :

$$R_n^i = R_{n\ Base}^i + R_{n\ NI}^i + ROTD_n^i + Q_n^i + P_n^i + F_n^i$$

6.7 Avec :

- Base : année de référence, c'est-à-dire l'année n-2 avant le début de la période de régulation ;
- $R_{n\ Base}^i$ et $R_{n\ NI}^i$: Rémunération du gestionnaire de réseaux de distribution i pour l'année n sur la base des investissements et des dépenses d'exploitation-maintenance pour les installations utilisées pendant l'année n-2 et mises en service antérieurement (« Base ») ou postérieurement (« NI ») à l'année de référence ;
- $ROTD_n^i$: Rémunération des autres activités régulées pour l'année n-2 ;
- Q_n^i : Mécanisme incitatif pour la qualité de service associé aux indicateurs de continuité d'alimentation entre les années n-4 et n-2 ;
- P_n^i : Mécanisme incitatif pour la réduction des pertes associé au niveau des pertes sur les réseaux entre les années n-4 et n-2 ;
- F_n^i : Mécanisme incitatif pour la réduction de la fraude dans le système électrique.

6.8 Pour le transport, le décret d'application⁶⁵ établit la formule suivante:

$$R_n^i = \sum_{Installations\ en\ service\ en\ n-2} R_n^j + ID_n^i$$

6.9 Avec :

- R_n^j : Rémunération de l'installation j appartenant au gestionnaire de réseau de transport i et qui était en service pendant l'année n-2

⁶⁴ Real Decreto 1048/2013, Capitulo III, <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/30/pdfs/BOE-A-2013-13767.pdf>

⁶⁵ Real Decreto 1047/2013, Capitulo III, <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/30/pdfs/BOE-A-2013-13766.pdf>

- ID_n^i : Mécanisme incitatif pour la disponibilité de service des installations appartenant au gestionnaire de réseau de transport associé à leur degré de disponibilité durant l'année n-2

6.10 Ce nouveau cadre est applicable depuis début 2016.

Régulation incitative de la continuité d'alimentation

Distribution

Principe

- 6.11 Le concept de qualité de service a été défini par un décret en 2000⁶⁶. En particulier, la qualité concernant la continuité d'alimentation est décomposée entre qualité individuelle et qualité par zone géographique. A partir de 2003, les gestionnaires de distribution ont l'obligation de calculer des indicateurs de continuité selon une méthodologie de classification des coupures définie dans un arrêté de 2002⁶⁷.
- 6.12 Le mécanisme d'incitation de la continuité a été introduit en 2008 par un décret fixant les nouvelles modalités de détermination du revenu des gestionnaires des réseaux de distribution⁶⁸. Ce décret définit une formule d'incitation dans laquelle le niveau de continuité est décliné par zones géographiques. La responsabilité de proposer des niveaux cibles pour les indicateurs et des paramètres de valorisation est alors donnée au régulateur national de l'énergie (la « *Comision Nacional de Energia* », qui a fusionné avec la « *Comision Nacional de los Mercados y la Competencia* » en 2013 – ci-après « CNMC »).
- 6.13 Le mécanisme actuel d'incitation provient de la réforme de 2013.

Indicateurs

- 6.14 Deux indicateurs sont suivis dans le cadre de la continuité d'alimentation, à savoir : (i) le temps de coupure équivalent de la puissance installée sur le réseau MT (« *Tiempo de Interrupcion Equivalente de la Potencia Instalada* », ci-après « TIEPI ») ; et (ii) le nombre de coupures équivalent de la puissance installée sur le réseau MT (« *Numero de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada* », ci-après « NIEPI »). Ils sont définis par les formules suivantes :

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K (PI_i \times H_i)}{\sum PI}$$

⁶⁶ Real Decreto 1955/2000, <https://www.boe.es/boe/dias/2000/12/27/pdfs/A45988-46040.pdf>

⁶⁷ Orden Eco/797/2002, <https://www.boe.es/boe/dias/2002/04/13/pdfs/A14170-14176.pdf>

⁶⁸ Real Decreto 222/2008, <https://www.boe.es/boe/dias/2008/03/18/pdfs/A16067-16089.pdf> et Orden ITC/3801/2008, <https://www.boe.es/boe/dias/2008/12/31/pdfs/A52672-52685.pdf>

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^K PI_i}{\sum PI}$$

Avec :

- H_i (heures) : durée de la coupure i ;
- PI_i (kVA) : puissance installée sur le réseau MT et au niveau des postes de transformation MT/BT affectés par la coupure i ;
- PI (kVA) : puissance totale installée sur le réseau MT et au niveau des postes de transformation MT/BT affectée par la coupure i .

6.15 Seules les coupures survenant sur le réseau MT sont suivies, dans la mesure où la plupart des défaillances ont lieu à ce niveau de réseau et où les gestionnaires de distribution disposent de systèmes d'information qui ne permettent de contrôler la continuité qu'à ce niveau. Bien que le TIEPI et NIEPI soient incomplets par rapport à des indicateurs comme le SAIDI et SAIFI, le déploiement de systèmes d'information permettant de suivre les coupures au niveau BT n'est pas d'actualité, dans un contexte de ressources financières limitées.

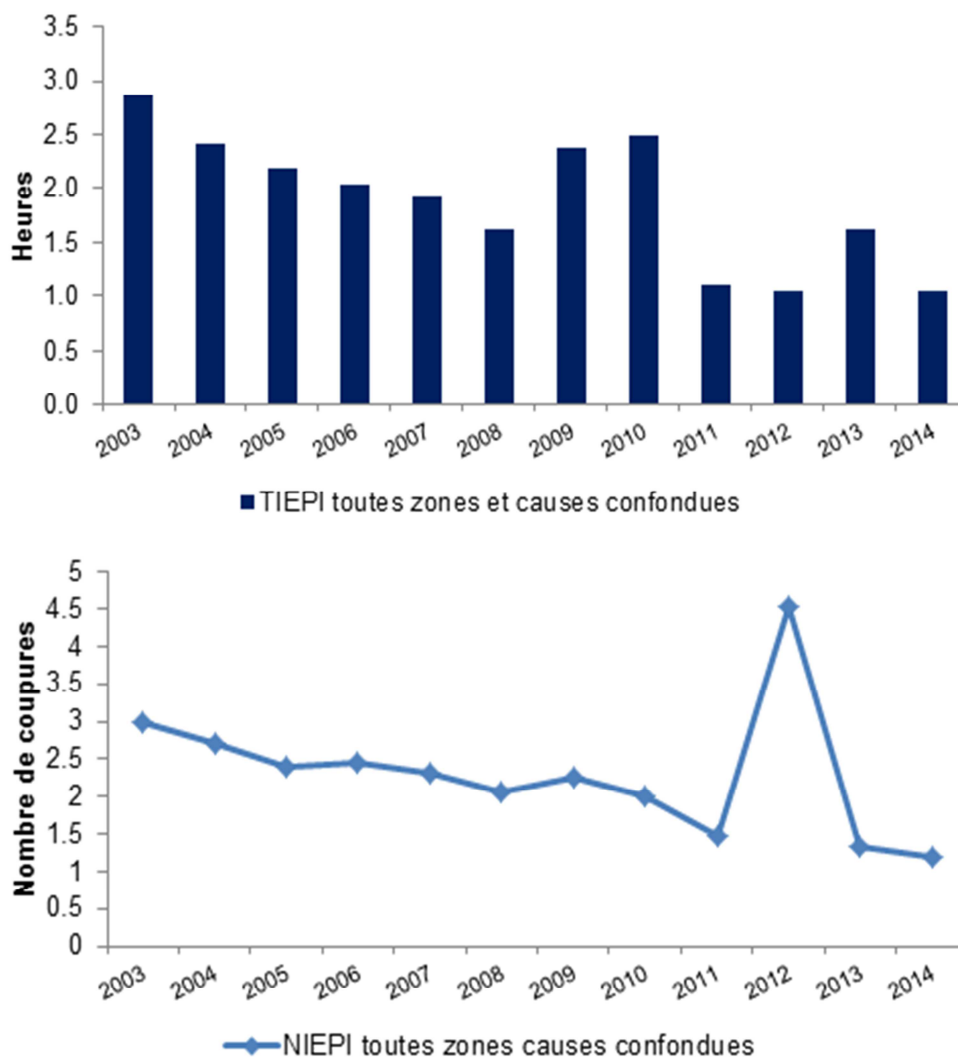
6.16 Toutes coupures de plus de 3 minutes sont suivies. Les gestionnaires doivent faire une distinction entre :

- Les coupures planifiées :
 - Consécutives à une défaillance sur le réseau de transport, ou
 - Consécutives à une défaillance sur le réseau de distribution ; et
- Les coupures non planifiées :
 - Liées à un incident sur la production d'énergie,
 - Liées au réseau de transport,
 - Liées à des tiers (notamment à un autre gestionnaire de réseau de distribution et actes de vandalisme),
 - Liées à la force majeure (notamment les décisions des autorités de protection civile ou les phénomènes météorologiques exceptionnels), et
 - Liées à leur propre responsabilité.

6.17 Les coupures liées à la force majeure⁶⁹, à la production et aux tiers sont exclues du périmètre de l'incitation.

6.18 La Figure 17 présente l'évolution des indicateurs TIEPI et NIEPI toutes zones et toutes causes confondues depuis 2003.

Figure 17 : Evolution du TIEPI et du NIEPI, toutes zones et causes confondues, sur la période 2003-2014.



Notes : Valeurs moyennes pour l'ensemble des gestionnaires de distribution.
Source : Ministère espagnol de l'Industrie, de l'Energie et du Tourisme.

⁶⁹ Des seuils, par exemple en termes de nombre d'heures de coupure ou de vitesse du vent, ont été établis pour chaque région afin de caractériser la force majeure.

Cibles de référence

- 6.19 Dans la nouvelle période de régulation, les cibles ne sont pas définies explicitement. Le niveau de la continuité d'alimentation est évalué en comparant la valeur moyenne du TIEPI sur les années n-3 à n-5 à la valeur moyenne sur les années n-2 à n-4. Le gestionnaire de distribution doit ainsi améliorer continuellement son niveau de continuité.

Force de l'incitation

- 6.20 Le facteur de rémunération lié à continuité d'alimentation est calculé suivant la formule suivante⁷⁰ :

$$Q_i^n = \beta^i \times \mu_{NIEPI}^{n-2 \rightarrow n-4} \times \kappa_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4} \times PENS^{n-2 \rightarrow n-4} \times PInst_i^{n-2 \rightarrow n-4} \times (TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5} - TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4})$$

- 6.21 Avec :

- $TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4}$: valeur moyenne du TIEPI pondérée par la puissance installée du gestionnaire de réseaux de distribution i sur les années n-2 à n-4
- $TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}$: valeur moyenne du TIEPI pondérée par la puissance installée du gestionnaire de réseaux de distribution i sur les années n-3 à n-5
- $PENS^{n-2 \rightarrow n-4}$ (€/kWh) : valeur de l'énergie non distribuée établie à 30 fois le prix péninsulaire horaire moyen pondéré sur les années n-2 à n-4
- $PInst_i^{n-2 \rightarrow n-4}$: somme de la puissance moyenne installée au niveau des transformateurs MT/BT et de la puissance en MT connectée aux réseaux du gestionnaire de réseaux de distribution i
- $\kappa_{zonal}^{n-2 \rightarrow n-4}$: coefficient de valorisation de la qualité sur la zone de distribution considérée (égal à 1 si Q_i^n est négatif et à $1 - 0,1 \delta$ avec δ le nombre de fois où la valeur du TIEPI est inférieure de 10 % au seuil minimal défini pour la zone de distribution considérée)
- β^i : coefficient reflétant la situation du gestionnaire de réseaux de distribution par rapport à la moyenne nationale pendant la période de régulation précédente
 - Si le gestionnaire de réseaux de distribution présentait un TIEPI inférieur à la moyenne nationale :

- Si $TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4} < TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}$, $\beta_i = \frac{TIEPI_i^{national \text{ période antérieure}}}{TIEPI_i^{période antérieure}}$

⁷⁰ Real Decreto 1048/2013, Capitulo V, <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/30/pdfs/BOE-A-2013-13767.pdf>

- Si $TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4} > TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}$, $\beta_i = \frac{TIEPI_i^{période\ antérieure}}{TIEPI^{national\ période\ antérieure}}$

- Si le gestionnaire de réseaux de distribution présentait un TIEPI supérieur à la moyenne nationale :

- Si $TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4} < TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}$, $\beta_i = \frac{TIEPI_i^{période\ antérieure}}{TIEPI^{national\ période\ antérieure}}$

- Si $TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4} > TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}$, $\beta_i = \frac{TIEPI^{national\ période\ antérieure}}{TIEPI_i^{période\ antérieure}}$

- μ_{NIEPI} : coefficient valorisant l'évolution du NIEPI pour le gestionnaire de réseaux de distribution i, compris entre 1,25 et 0,75

- Si $TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4} < TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}$, $\mu_{NIEPI} = \frac{NIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}}{NIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4}}$

- Si $TIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4} > TIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}$, $\mu_{NIEPI} = \max\left(1; \frac{NIEPI_i^{n-2 \rightarrow n-4}}{NIEPI_i^{n-3 \rightarrow n-5}}\right)$

6.22 Les gestionnaires sont tenus de suivre des indicateurs différenciés par zone géographique. Cependant, il semble que le TIEPI pour le calcul de l'incitation est calculé au niveau global pour chaque gestionnaire de distribution.

6.23 Les échanges que FTI-CL Energy a pu avoir avec un ancien membre de l'autorité de régulation et un gestionnaire de réseau de distribution n'ont pas permis d'objectiver l'utilisation d'un indice de prix de marché pour la valorisation de l'énergie non distribuée.

Gestion des risques pour les opérateurs

6.24 L'article 38 du Real Decreto 1048/2013 fixe une limite de +2 % et -3 % pour l'impact du mécanisme incitatif de la continuité d'alimentation sur le revenu avant incitations.

6.25 Il semble que l'asymétrie du plafond/plancher soit due à une forte interférence politique lors de la conception du mécanisme, entre 2012 et 2013. Dans un contexte où des solutions devaient être trouvées pour réduire les hauts niveaux de déficit du secteur électrique, il a été décidé que les primes maximales pouvant être accordées aux gestionnaires devaient être moins importantes que les pénalités à payer en cas de sous-performance.

Mécanismes complémentaires de suivi de la qualité

6.26 En 2000, des standards ont été introduits pour la continuité d'alimentation au niveau individuel (heures et nombre de coupures) et par zone géographique (TIEPI, quantile 80 du TIEPI et NIEPI). Les zones sont définies en fonction du nombre de points de distribution :

- Zone urbaine : plus de 20 000 points de distribution ;
- Zone semi-urbaine : entre 2000 et 20 000 points de distribution ;

- Zone rurale concentrée : entre 200 et 2000 points de distribution ; et
- Zone rurale dispersée : moins de 200 points de distribution.

6.27 A condition que leur nature soit pleinement démontrée par les gestionnaires de réseau, les coupures planifiées, liées à la force majeure ou survenant à la suite d'actes de tiers n'entrent pas en compte dans les calculs de niveaux de continuité relatifs aux standards.

6.28 La dernière mise à jour de ces standards a été effectuée dans la décision tarifaire applicable à l'année 2007⁷¹. Pour la qualité individuelle, les seuils sont présentés dans le Tableau 12 ci-dessous.

Tableau 12 : Standards de nombre d'heures et de coupures maximum par client et par an en Espagne.

	Basse tension (≤ 1 kV)		Moyenne tension (entre 1 et 36 kV)	
	Nombre d'heures	Nombre de coupures	Nombre d'heures	Nombre de coupures
Zone urbaine	3,5	7	5	10
Zone semi-urbaine	7	11	9	13
Zone rurale concentrée	11	14	14	16
Zone rurale dispersée	15	19	19	22

Source : Real Decreto 1634/2006.

6.29 Si ces seuils sont dépassés, les consommateurs ont droit à une réduction automatique sur leur tarif de réseau calculé de manière différenciée :

- Pour le nombre d'heures : la différence entre réalisé et seuil réglementaire est valorisée 5 fois le prix du kWh correspondant au tarif annuel pour les clients régulés, au tarif d'accès pour les clients qualifiés et au prix moyen horaire pour les clients libres, avec une limite de 10 % de la facturation annuelle ; et
- Pour le nombre de coupures : la différence entre réalisé et seuil réglementaire est divisée par 8 puis valorisée au prix du kWh correspondant au tarif annuel pour les clients régulés, au tarif d'accès pour les clients qualifiés et au prix moyen horaire pour les clients libres, avec une limite de 10 % de la facturation annuelle.

6.30 En cas de dépassement des seuils pour les deux indicateurs, le remboursement se fonde sur l'indicateur le plus favorable pour le client.

⁷¹ Real Decreto 1634/2006, Annexe VIII, <https://www.boe.es/boe/dias/2006/12/30/pdfs/A46656-46679.pdf>

- 6.31 Il semble qu'il y ait eu peu, voire pas d'évaluation de ces mécanismes de compensation directe depuis leur introduction au niveau de la CNMC et du Ministère de l'Industrie, de l'Energie et du Tourisme.
- 6.32 Pour la qualité par zone géographique, les gestionnaires sont soumis à des standards concernant le TIEPI, son quantile 80 et le NIEPI, présentés dans le Tableau 13 suivant.

Tableau 13 : Standards de qualité minimale par zone géographique en Espagne.

	TIEPI (heures)	Quantile 80 du TIEPI (heures)	NIEPI (nombre de coupures)
Zone urbaine	1,5	2,5	3
Zone semi-urbaine	3,5	5	5
Zone rurale concentrée	6	10	8
Zone rurale dispersée	9	15	12

Source : Real Decreto 1634/2006.

- 6.33 Si les gestionnaires de réseaux de distribution rencontrent des difficultés à maintenir ce niveau moyen dans une zone particulière, ils sont tenus de présenter des programmes d'investissement visant à améliorer la qualité de manière ciblée. Une zone ne peut néanmoins pas être visée par un tel programme pendant plus de deux ans.

Transport

Principe

- 6.34 Dès 1998⁷², la formule de revenu des activités de transport inclut une composante d'incitation de la disponibilité du réseau. Une limitation de l'impact de cette composante est introduite dans un décret de 2008⁷³, à hauteur de $\pm 2\%$ de la rémunération du gestionnaire pour les dépenses d'investissement. Le décret appliquant les dispositions de la Loi sur l'électricité de 2013 pour les activités de transport prévoit l'utilisation d'une nouvelle formule pour la détermination des montants de récompense ou pénalité liés à la disponibilité⁷⁴.

Indicateurs

- 6.35 La qualité globale du réseau de transport est suivie à travers trois indicateurs : (i) l'énergie non distribuée (MWh) lors de coupures supérieures à 1 minute ; (ii) le temps moyen de coupure (par rapport à la demande annuelle du système) ; et (iii) la disponibilité du réseau.

⁷² Real Decreto 2819/1998, <https://www.boe.es/boe/dias/1998/12/30/pdfs/A44089-44096.pdf>

⁷³ Real Decreto 325/2008, <https://www.boe.es/boe/dias/2008/03/04/pdfs/A13079-13084.pdf>

⁷⁴ Real Decreto 1047/2013, <https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/30/pdfs/BOE-A-2013-13766.pdf>

6.36 En 2000, un décret⁷⁵ fixe des valeurs de référence pour ces indicateurs : (i) 0,000012 fois l'énergie en sortie de centrale de production pour l'énergie non distribuée ; (ii) 15 minutes/an pour le temps moyen de coupure ; et (ii) 97 % pour la disponibilité globale du réseau. Le décret fixe également une valeur de référence de 90 % pour la disponibilité individuelle de chaque installation du réseau (câbles, transformateurs et éléments de contrôles de la puissance active et réactive).

6.37 Parmi ces indicateurs, seule la disponibilité globale du réseau est incitée. Il ressort des entretiens que le régulateur espagnol a souhaité encourager par cette incitation la maintenance efficace des équipements de réseau dans leur globalité. En particulier, la disponibilité individuelle n'a jamais été prise en compte dans le calcul de l'incitation à la disponibilité, malgré le fait que le régulateur soit fondé à pénaliser le gestionnaire de réseau de transport si la valeur de référence n'est pas atteinte. Jusqu'ici, aucune pénalité concernant la disponibilité individuelle n'a été appliquée.

6.38 Depuis 2013, le taux de disponibilité globale du gestionnaire du réseau de transport D^i doit être calculé de la manière suivante :

$$D_{n-2}^i = \sum_{\forall F} IDF_{n-2}^i \times k_{F,n-2}$$

6.39 Avec :

- IDF_{n-2}^i : indicateur de disponibilité d'une famille d'installations F^{76} du gestionnaire de réseau de transport i durant l'année $n-2$

$$IDF_{n-2}^i = 100 - IIF_{n-2}^i$$

Où :

$$IIF_{n-2}^i = \frac{\sum_{\forall j \in F} t_j \times PN_j}{\sum_{\forall j \in F} T_j \times PN_j}$$

Avec :

- t_j : nombre d'heures pendant lesquelles une installation de transport j n'a pas pu être utilisée pour son fonctionnement normal pendant l'année $n-2$;
- T_j : nombre d'heures pendant lesquelles la disponibilité est analysée (généralement un an, sauf si l'installation j a été mise en service dans le courant de l'année) ;

⁷⁵ Cf. note de bas de page 66

⁷⁶ Listées dans l'annexe du Real Decreto 1047/2013

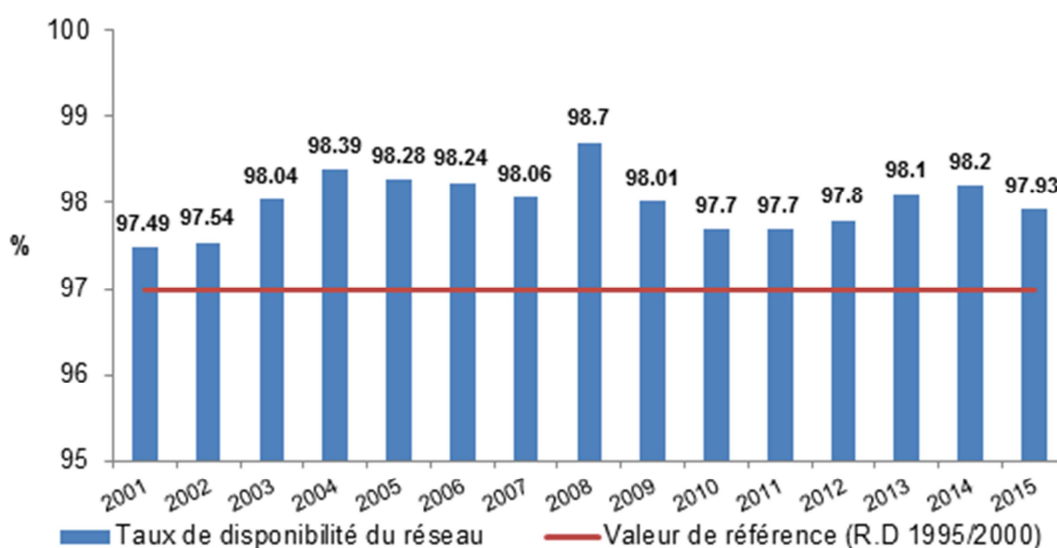
- PN_j : puissance nominale de l'installation j.
- $k_{F,n-2}$: coefficient de pondération des différentes familles d'installations représentant la part de chaque famille d'installations F dans l'ensemble des actifs du réseau.

$$k_{F,n-2} = \frac{\sum_{\forall j \in F} VOM_{F,j} \times UF_j}{\sum_{\forall j} VOM_j \times UF_j}$$

Avec :

- $VOM_{F,j}$: coûts moyens unitaires de référence en n-2 pour l'exploitation-maintenance des installations de la famille F ;
- UF_j : unités physiques de l'installation j, c'est-à-dire leur puissance nominale installée.

Figure 18 : Evolution du taux disponibilité de Red Eléctrica de España sur la période 2001-2015.



Source : Red Eléctrica de España.

6.40 Le taux de disponibilité de Red Eléctrica de España a ainsi été systématiquement supérieur à la valeur de référence. En moyenne, il s'établit à 98 % sur la période 2001-2015.

Cibles de référence

6.41 La valeur cible pour le taux de disponibilité est 98,5 % pour la période de régulation 2016-2019.

Force de l'incitation

6.42 Les récompenses/pénalités liées au niveau de disponibilité du gestionnaire du réseau de transport sont calculées de la façon suivante :

- Si $(D_{n-2}^i - D_{n-2}^{\min i}) > 0$, alors $ID_{i,n} = CMAX_{i,n} \times \frac{(D_{n-2}^i - D_{n-2}^{\min i})}{(D_{cible} - D_{n-2}^{\min i})}$
- Si $(D_{n-2}^i - D_{n-2}^{\min i}) < 0$, alors $ID_{i,n} = CMIN_{i,n} \times \frac{(D_{n-2}^i - D_{n-2}^{\min i})}{(D_{cible} - D_{n-2}^{\min i})}$

Avec :

- $CMAX_{i,n}$: montant maximum de récompense fixé à 2,5 % de la rémunération des dépenses d'exploitation-maintenance pour l'année considérée
- $CMIN_{i,n}$: montant maximum de pénalité fixé à 3,5 % de la rémunération des dépenses d'exploitation-maintenance pour l'année considérée
- $D_{n-2}^{\min i}$: valeur de disponibilité minimale pour ne pas être pénalisé, calculée comme la valeur moyenne pondérée de l'indicateur de disponibilité du gestionnaire de réseau de transport sur les trois années avant l'année n-2, moins 0,5 %
- D_{cible} : 98,5 % pour la période de régulation 2016-2019

Gestion des risques pour les opérateurs

- 6.43 L'incitation à la disponibilité peut osciller entre +2,5 % et -3,5 % de la rémunération du gestionnaire pour l'exploitation-maintenance de son réseau. La rémunération pour l'exploitation-maintenance représentant environ un quart du revenu du gestionnaire de réseau de transport, le plafond/plancher correspond à environ +0,6 % et -0,9 % du revenu (hors pertes).
- 6.44 Il semble que le régulateur espagnol ait considéré que les dépenses d'exploitation-maintenance étaient les principaux leviers d'amélioration de la disponibilité globale du réseau lors de la fixation du plafond/plancher. L'asymétrie semble refléter la volonté du régulateur d'inciter le gestionnaire de réseau de transport à ne pas diminuer le niveau actuel de l'indicateur.

Mécanismes complémentaires de suivi de la qualité

- 6.45 Aucun mécanisme complémentaire spécifique au transport n'a été identifié. Le gestionnaire de réseau de transport est cependant tenu de compenser les utilisateurs lorsque des incidents sur son périmètre entraînent une coupure des clients finals. Dans ce cas, les gestionnaires de réseaux de distribution répercutent les montants remboursés aux clients finals (voir paragraphe 6.29) au gestionnaire de réseau de transport.

Retour d'expérience

- 6.46 Malgré l'instabilité forte du cadre de régulation tarifaire, ainsi qu'un certain manque de visibilité sur les motivations et l'évolution des mécanismes de régulation incitative de la continuité d'alimentation, il semble que les indicateurs TIEPI et NIEPI pour la distribution et le taux de disponibilité pour le transport aient été fortement intégrés aux processus de management des gestionnaires de réseaux.

- 6.47 En témoigne l'amélioration tendancielle du TIEPI et NIEPI au niveau national entre 2003 et 2014, ainsi que le maintien du taux de disponibilité à un niveau élevé depuis 2001.
- 6.48 Le gestionnaire de réseau de distribution Gas Natural Fenosa estime toutefois que le cadre actuel de régulation incitative ne permet pas de guider efficacement les efforts d'investissement des gestionnaires, dans la mesure où la qualité de ces derniers est très dépendante de la géographie et de la densité de population dans leur zone de référence.