

OBSERVATIONS DÉFINITIVES

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

CONTROLE DE SUITE SUR LE DEPLOIEMENT ET L'UTILISATION DES COMPTEURS LINKY

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés, a été délibéré par la Cour des comptes, le 20 SEPTEMBRE 2024.

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE.....	4
RECOMMANDATIONS.....	7
INTRODUCTION.....	8
1 UN DEPLOIEMENT DE MASSE REUSSI, UN ACHEVEMENT DU PROGRAMME EN COURS	10
1.1 Un déploiement de masse réalisé dans les délais dans le périmètre d'Enedis.....	10
1.2 Des coûts d'investissements inférieurs aux prévisions hormis pour le système d'information.....	11
1.2.1 Des coûts du déploiement de masse maîtrisés par Enedis	11
1.2.2 Des dépassements significatifs au titre du système d'information	14
1.3 Un système de comptage performant	16
1.4 La levée des principaux obstacles au déploiement.....	18
1.4.1 L'exposition aux ondes électromagnétiques	18
1.4.2 La diminution des oppositions et contentieux.....	19
1.4.3 La protection des données individuelles	20
1.5 Un déploiement résiduel en cours à achever	20
1.5.1 Une moindre avancée des entreprises locales de distribution	20
1.5.2 La facturation de la relève résiduelle pour les utilisateurs non- équipés.....	22
2 UN FINANCEMENT FAVORABLE POUR ENEDIS.....	24
2.1 Des incitations au déploiement avantageuses	24
2.1.1 Des conditions de rémunération des actifs dérogatoires	24
2.1.2 La régulation incitative à l'atteinte des objectifs	26
2.2 L'ajustement de la régulation pour la qualité de service.....	28
2.3 Un mécanisme de différé tarifaire complexe et coûteux.....	30
3 DES BENEFICES AVERES SUR LA GESTION DU RESEAU, ABSENTS SUR LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE	33
3.1 La multiplicité des bénéfices attendus à l'origine	33
3.1.1 Des objectifs initiaux mal hiérarchisés et pas toujours clairs.....	33
3.1.2 Des gains faibles attendus au périmètre de la distribution.....	34
3.1.3 Les bénéfices escomptés de la maîtrise de la demande d'énergie et de l'amélioration de la concurrence	36
3.2 Des gains établis par le régulateur, en deçà des objectifs, qui se répercutent sur les tarifs d'acheminement.....	37

3.2.1 Des gains hors pertes non techniques supérieurs aux bénéfices attendus.....	37
3.2.2 Des objectifs non atteints en matière de pertes non techniques.	38
3.2.3 Une répercussion dans les tarifs des réseaux	39
3.3 Des effets bénéfiques pour la gestion des réseaux	41
3.3.1 Des gains en matière de réclamations et d'interventions à distance qui bénéficient aux fournisseurs et aux consommateurs	41
3.3.1.1 Des réclamations en baisse	42
3.3.1.2 Des gains liés aux interventions à distance	43
3.3.2 Le pilotage des appareils gros consommateurs d'électricité	44
3.3.3 L'amélioration de la qualité et de la gestion des réseaux de distribution	46
3.3.3.1 Une meilleure connaissance du réseau	46
3.3.3.2 Une gestion du réseau facilitée.....	46
3.3.3.3 Une contribution à la stabilité du système électrique :	47
3.4 Un bilan décevant en matière d'innovations commerciales pour la fourniture d'électricité	47
3.4.1 Les innovations attendues et leurs liens avec le marché	47
3.4.2 La modulation tarifaire horosaisonnaire	48
ANNEXES.....	51

SYNTHÈSE

La Cour a souhaité, dans le présent rapport, apprécier les suites données à sa publication au rapport public annuel 2018 sur les compteurs communicants Linky¹.

Un programme industriel déployé avec succès dans les délais et à un coût moindre que prévu

Le déploiement de masse des compteurs communicants dénommés « Linky » a été réalisé par Enedis dans les délais impartis et à un coût inférieur aux prévisions initiales, faisant de ce programme industriel un succès reconnu par la plupart des acteurs.

Au terme des différentes phases de déploiement, le coût total s'élève à 4,6 Md€. L'installation en masse des compteurs entre 2016 et 2021 a été réalisée à un coût inférieur de 18 % par rapport à la prévision initiale, notamment en raison des économies constatées au titre des conditions d'achat et de pose des compteurs, à hauteur de 880 M€. La qualité de service attendue est globalement au rendez-vous, même si des difficultés persistent concernant les systèmes d'information et la maîtrise de leur coût.

Les premières années du déploiement se sont heurtées à des oppositions fondées sur les risques d'exposition aux ondes électromagnétiques. La protection des données individuelles était également au centre des préoccupations exprimées. Ces suspicions de risques et les oppositions qu'elles suscitaient ont été progressivement levées, comme en atteste la diminution des contentieux.

L'État doit cependant rester attentif au suivi du programme, notamment en ce qui concerne le déploiement des compteurs communicants par les entreprises locales de distribution et son complet achèvement pour le parc d'Enedis.

Un financement favorable pour Enedis

La commission de régulation de l'énergie (CRE) avait défini des conditions particulières de financement du programme Linky et adopté des mécanismes incitant Enedis au respect des coûts d'investissement, des délais de déploiement et des niveaux de performance. Elle avait également mis en place un mécanisme de différé tarifaire qui avait pour objectif de faire coïncider la couverture des coûts avec la période de concrétisation des gains attendus du projet pour que le nouveau système ne donne pas lieu à une augmentation immédiate du tarif d'acheminement pesant sur les usagers.

La Cour ne peut que confirmer l'appréciation qu'elle avait portée en 2018 sur le caractère généreux des conditions financières accordées à Enedis.

¹ [Le rapport public annuel 2018 \(ccomptes.fr\)](https://www.ccomptes.fr)

Les modalités de financement du programme, assises notamment sur un taux de rémunération de base élevé et garanti jusqu'en 2041, dérogent à la rémunération habituelle des actifs régulés d'Enedis. Elles lui confèrent une rémunération additionnelle au regard des règles habituelles, évaluée par la Cour à 311 M€ pour la période 2016-2023. Sans remettre en cause les dispositions réglementaires arrêtées en 2014, la CRE devra s'assurer que ces gains perçus par Enedis du fait du régime spécifique de rémunération des actifs Linky seront employés au financement de son programme d'investissement dans les réseaux.

Par ailleurs, la régulation incitative mise en place par la CRE a défini des objectifs de performance qui ont tous été largement dépassés. Sur ce point, le régulateur n'a pas donné suite à la recommandation de la Cour en 2018 qui visait à réduire la rémunération maximale dont pouvait bénéficier Enedis² qui a ainsi pu bénéficier « à plein » des bonus (plus de 400 M€ entre 2016 et 2022). La CRE a toutefois partiellement mis en œuvre cette recommandation en adaptant, en 2020, le cadre réglementaire pour la qualité de service.

Le mécanisme complexe et coûteux de différé tarifaire a été maintenu, alors que la Cour avait recommandé d'en réduire le coût, supporté *in fine* par les consommateurs³.

Des effets positifs d'ores et déjà constatés concernant les interventions télé-opérables et la gestion du réseau électrique

La directive du 13 juillet 2009 relative aux règles communes du marché de l'électricité avait prévu la mise en place de compteurs communicants pour les États où un tel investissement avait donné lieu à une évaluation favorable. Au-delà de l'amélioration du service de distribution par la modernisation des compteurs, l'objectif principalement mis en avant était l'amélioration du fonctionnement du marché de détail de l'électricité et la maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

En France, le bilan économique prévisionnel établi par la CRE pour chacun des groupes d'acteurs (distribution, consommation, commercialisation, production) était positif. Il était prévu que les bénéfices au périmètre de l'activité de distribution d'Enedis seraient restitués aux consommateurs sous la forme d'un meilleur service de relèvement des consommations, de simplifications pour les raccordements (autoconsommation individuelle par exemple) et, par voie de conséquence, d'une baisse du montant des factures d'acheminement ou du tarif des prestations annexes. Au-delà de la partie consacrée au distributeur qu'il était facile d'objectiver, un certain nombre d'externalités positives étaient attendues du projet, dont certaines difficiles à appréhender, comme les gains escomptés de fonctionnement du marché pour les consommateurs.

La Cour constate que certains gains d'efficacité bénéficient d'ores et déjà aux distributeurs d'électricité, aux fournisseurs et aux consommateurs. C'est le cas de la diminution des coûts de relève et des petites interventions devenues téléopérables, ou encore de la réduction de certaines pertes liées aux anomalies de comptage ou aux erreurs de facturation. Une part de ces gains a été rétrocédée aux consommateurs à travers la baisse du coût de certaines

² Cour des comptes, rapport public annuel 2018, recommandation n°2 : faire évoluer la régulation incitative pour réduire la rémunération maximale dont pourrait bénéficier Enedis.

³ Cour des comptes, rapport public annuel 2018, recommandation n°1 : faire évoluer le dispositif de différé tarifaire pour en réduire le coût.

prestations. Les autres sont intégrés sous forme d'une trajectoire de baisse des charges d'exploitation couvertes par le tarif d'acheminement. Il est encore trop tôt pour apprécier si cette trajectoire couvrira l'ensemble des charges d'investissements à l'issue de la durée du programme. La CRE devra veiller à en faire une présentation régulière.

L'installation des compteurs communicants a également des effets positifs sur le fonctionnement du réseau de distribution et partant sur l'adaptation de sa gestion. La facilité des interventions à distance, la simplification de l'intégration des énergies renouvelables en autoconsommation et la baisse des réclamations génèrent des gains pour les distributeurs comme les fournisseurs d'électricité qui restent toutefois difficiles à chiffrer. Linky contribue également à la stabilité du réseau électrique en participant à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité lors de périodes de tension, comme ce fut le cas lors de l'hiver 2022-2023. Le pilotage de certains appareils gros consommateurs d'électricité permet de décaler leur consommation hors des périodes de pointe.

Un bilan provisoire encore décevant en ce qui concerne la maîtrise de la demande d'énergie et le volet commercial

Tous les gains d'efficacité associés au déploiement des compteurs ne sont pas encore à la hauteur des prévisions initiales et certaines externalités positives du programme s'avèrent inférieures aux attentes.

C'est le cas de la réduction des pertes liées aux fraudes qui a été entravée par les effets de la hausse des prix de l'électricité à partir de 2022. C'est aussi le cas de la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) à travers l'information du consommateur sur le détail de sa consommation ou la modulation tarifaire horaire afin de l'inciter à décaler sa consommation hors pointe pour réduire sa facture d'électricité.

Quant aux innovations commerciales proposées par les fournisseurs d'électricité, l'amélioration du fonctionnement du marché de l'électricité, qui constitue la dimension européenne du projet, n'est pas perceptible. Les nouveaux services apportés aux consommateurs par les fournisseurs restent décevants, les offres commerciales innovantes se heurtant à la préférence des consommateurs pour des prix fixes ou prévisibles comme le sont les tarifs réglementés.

RECOMMANDATIONS

Tableau n° 1 : Suivi des recommandations du rapport public annuel de 2018

Recommandations du RPA 2018	Destinataire	État de mise en œuvre	Observations
N°1 : faire évoluer le dispositif de différé tarifaire pour réduire le coût pour le consommateur	CRE	Refus de mise en œuvre	Recommandation aujourd'hui devenue inapplicable
N°2 : adapter la régulation incitative pour réduire la rémunération maximale dont pourrait bénéficier Enedis	CRE	Mise en œuvre partielle	L'essentiel de la régulation incitative concernait la phase de déploiement massif. Seule la régulation incitative relative à la qualité de service a été renforcée. La CRE doit veiller à maintenir cette exigence dans le cadre de son suivi du programme.
N°3 : mettre en place un véritable pilotage du programme portant sur toutes ses composantes, notamment la maîtrise de la demande d'énergie (MDE)	État (DGEC)	Mise en œuvre incomplète	Le pilotage recommandé concernait principalement la phase de déploiement massif, dorénavant achevée. La recommandation est donc devenue sans objet, même si l'amélioration des gains en matière de MDE reste un objectif.
N°4 : définir un plan d'actions pour valoriser toutes les potentialités du programme Linky	Enedis	Mise en œuvre en cours	Cette recommandation, adressée à Enedis, concernait principalement la phase de déploiement massif. Elle est devenue sans objet dès lors que la valorisation des potentialités de Linky fait partie intégrante de la poursuite du programme. En outre, une partie des bénéfices attendus des compteurs ne dépend plus de la responsabilité d'Enedis, mais de l'État, des fournisseurs et des consommateurs.

INTRODUCTION

Le programme Linky est un vaste projet visant à remplacer les anciens compteurs électromécaniques et électroniques par de nouveaux compteurs communicants développés par Enedis, principal gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, conçus pour fournir des fonctionnalités avancées de mesure et de gestion de l'électricité.

À l'origine, dès 2007, deux principaux objectifs stratégiques étaient assignés au développement du comptage communicant : l'amélioration du fonctionnement du réseau associée à une réduction des coûts pour ses gestionnaires, d'une part, la facilitation de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence, d'autre part. À ces deux objectifs s'est ajouté celui de la maîtrise de la demande d'énergie.

La directive du 13 juillet 2009⁴ relative aux règles communes du marché de l'électricité avait prévu que, pour les États où la mise en place de compteurs communicants avait donné lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients devraient en être équipés en 2020. En France, des évaluations réalisées en 2011 puis actualisées en 2014 par la commission de régulation de l'énergie (CRE) ont conclu à une rentabilité économique suffisante pour engager le programme. Un calendrier de déploiement établi en 2015 a fixé un objectif ambitieux d'installation de 80 % à fin 2020 pour Enedis et les grandes entreprises locales de distribution (ELD), avec la perspective d'atteindre 100 % fin 2024 pour l'ensemble des gestionnaires de réseaux.

Le déploiement des compteurs Linky, dont le coût initial avoisinait les 5 Md€, a suscité des controverses concernant la protection des données personnelles et les risques pour la santé liés aux ondes électromagnétiques. Les travaux conduits par la Cour en 2017, qui ont donné lieu en 2018 à une insertion au rapport public annuel⁵, ont montré que ces interrogations étaient largement dues à un pilotage insuffisant du programme par les pouvoirs publics et à un déficit de communication. Ils ont par ailleurs montré l'hétérogénéité des objectifs mis en avant pour justifier cet investissement. La Cour a également souligné la générosité des modalités de financement accordées à Enedis, assises notamment sur une régulation incitative favorable. Elle a montré que l'équilibre économique du projet était fragile à la maille du distributeur et que sa justification économique reposait sur des externalités positives. Certaines semblaient peu contestables comme la valorisation pour les consommateurs de la télérelève et des opérations ne nécessitant plus la présence de l'utilisateur ; d'autres apparaissaient plus incertaines, concernant notamment la maîtrise de la demande d'énergie ou les gains attendus pour les fournisseurs.

Sur la base de ces constats, la Cour recommandait à la CRE, d'une part, de faire évoluer le dispositif de différé tarifaire⁶ pour réduire le coût pour le consommateur (recommandation n°1), d'autre part, d'adapter la régulation incitative⁷ pour réduire la rémunération maximale dont pourrait bénéficier Enedis (recommandation n°2). Elle demandait à l'État de mettre en place un véritable pilotage du programme portant sur toutes ses composantes, notamment la

⁴ Directive 2009/72/CE

⁵ [Le rapport public annuel 2018 \(ccomptes.fr\)](https://www.ccomptes.fr/fr/rapports/le-rapport-public-annuel-2018)

⁶ Mécanisme destiné à différer pour les consommateurs la charge du coût des investissements dans les tarifs de réseaux.

⁷ Ensemble des mécanismes de bonification de la rémunération de actifs liés aux performances d'Enedis dans le déploiement des compteurs (délais, coûts, qualité de service)

maîtrise de la demande d'énergie (recommandation n°3), et à Enedis de définir un plan d'actions pour valoriser toutes les potentialités du programme Linky (recommandation n°4).

Le déploiement massif des compteurs réalisé par Enedis entre 2016 et 2021 a laissé place à une phase de déploiement diffus depuis 2022. Durant cette période, le contexte énergétique a évolué avec le développement des EnR et de l'autoconsommation photovoltaïque ou encore de nouveaux impératifs en matière de gestion de la demande de pointe qui ont rendu plus que jamais nécessaire le pilotage des réseaux.

Dans ce contexte, la Cour a souhaité dresser un premier bilan de ce programme et de la mise en œuvre des recommandations de l'insertion de 2018. Le présent rapport examine les conditions dans lesquelles le déploiement de Linky a été réalisé et les obstacles qui ont pu ralentir son achèvement (1^{ère} partie). Il analyse ensuite les gains tirés par Enedis des modalités de financement et de régulation accordées en 2014 (2^{ème} partie). Il essaie d'établir un bilan plus global du programme à l'échelle de la collectivité à l'aune des nombreux objectifs qui étaient assignés à Linky (3^{ème} partie).

1 UN DÉPLOIEMENT DE MASSE REUSSI, UN ACHEVEMENT DU PROGRAMME EN COURS

Le déploiement des nouveaux compteurs pour tous les points de livraison des consommateurs d'électricité alimentés en basse tension avec une puissance égale ou inférieure à 36 kVA⁸ et desservis par Enedis s'est opéré en deux temps : une première phase dite de déploiement de masse entre 2015 et 2021, puis une seconde phase, résiduelle, de 2022 à 2024 pour les points de livraison n'ayant pu être équipés pendant la période précédente.

1.1 Un déploiement de masse réalisé dans les délais dans le périmètre d'Enedis

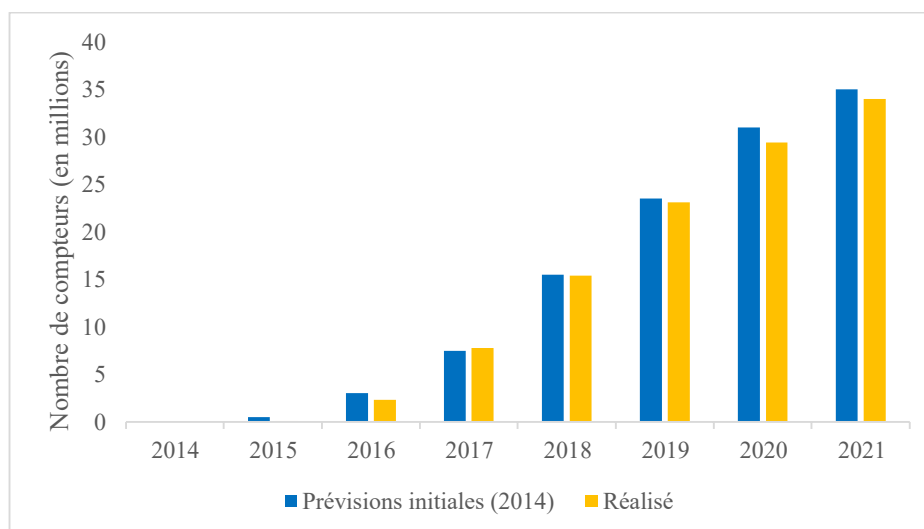
L'objectif assigné aux États membres de l'UE par la réglementation européenne était d'équiper avant 2020 au moins 80 % des clients alimentés en basse tension d'un compteur évolué. Celui retenu par la CRE dans sa délibération du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF était d'atteindre un taux d'équipement de 90 % à la fin de l'année 2021.

Le modèle d'affaires initial prévoyait une phase de montée en charge sur la période 2015-2017 suivie d'une phase de déploiement soutenu sur la période 2018-2020 avec une accélération de la pose jusqu'à 8 millions de compteurs par an. L'année 2021 était la dernière année du déploiement massif, suivi d'une phase de déploiement diffus, caractérisée par un volume de pose plus réduit (environ 850 000 poses par an) et une plus grande internalisation de la pose par les équipes Enedis. Cette phase de déploiement diffus doit permettre le déploiement de compteurs Linky sur le reste du parc d'ici la fin de l'année 2024.

La crise sanitaire de 2020 a ralenti le programme et entraîné un retard de pose d'environ un million de compteurs qui a finalement été rattrapé entre le second semestre 2020 et l'année 2021. Au 31 décembre 2021, Enedis a atteint le taux de déploiement cible de 90 %, soit un peu plus de 34 millions de compteurs posés.

⁸ Il s'agit principalement des clients résidentiels, des petits professionnels et des petites entreprises.

Graphique n° 1 : Déploiement de masse des compteurs Linky dans le réseau Enedis



Source : Enedis

S'agissant de la répartition de la pose sur le territoire d'Enedis, le taux d'équipement des utilisateurs en compteurs Linky est globalement homogène entre les régions (entre 88,8 % et 91,3 %). Néanmoins des écarts plus importants peuvent subsister localement.

Si le taux cible est atteint, Enedis a posé un million de compteurs de moins qu'initialement prévu soit 34 millions à fin 2021 (sur un parc total de 37,7 millions de compteurs), contre 35 millions (sur un parc total prévu à 39 millions). Cet écart s'explique par une prévision initiale trop optimiste du parc de compteurs, la croissance des points de comptage ayant connu un développement moindre qu'attendu⁹.

1.2 Des coûts d'investissements inférieurs aux prévisions hormis pour le système d'information

1.2.1 Des coûts du déploiement de masse maîtrisés par Enedis

Le montant des dépenses d'investissement (CAPEX) du programme Linky a atteint 3,9 Md€ entre 2014 et 2021, pour une prévision initiale dans le plan d'affaires de 2014 de 4,76 Md€, à laquelle s'ajoutait une prévision de 0,2 Md€ au titre des dépenses d'achat et de pose de compteurs électroniques non évolués sur la période 2014 à 2017¹⁰. Le coût de réalisation du programme de déploiement est donc inférieur de 18 % à la prévision initiale de 2014 pour un montant de l'ordre de 0,85 Md€.

⁹ La CRE considère que le développement du véhicule électrique contribuera à augmenter ce chiffre dans l'avenir.

¹⁰ Ces dépenses consacrées aux anciens compteurs (non évolués) s'expliquent par des considérations techniques : le déploiement des compteurs Linky sous deux technologies de courants porteurs en ligne (CPL) nécessite de continuer à poser d'anciens compteurs électroniques au début du projet.

Tableau n° 2 : Prévisions initiales d'investissements (2014)

<i>En M€ courants</i>	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
<i>Hypothèse inflation (en %)</i>	1,9	2	2	2	2	1,9	1,9	1,9	
<i>Coût prévisionnel compteurs</i>	0	53	267	438	761	777	745	434	3 474
<i>Coût prévisionnel concentrateurs</i>	0	22	56	103	123	138	82	6	530
<i>Coût prévisionnel autres CAPEX</i>	89	98	101	118	112	103	95	42	758
- <i>SI</i>	55	53	39	35	28	25	24	15	273
- <i>Qualification des matériels</i>	27	27	26	20	14	9	9	7	138
- <i>autres</i>	6	19	37	63	70	69	62	21	347
<i>Coût prévisionnel du programme</i>	89	173	424	659	996	1 018	922	482	4 762

Source : Enedis

Tableau n° 3 : Investissements réalisés à l'issue du déploiement de masse (2021)

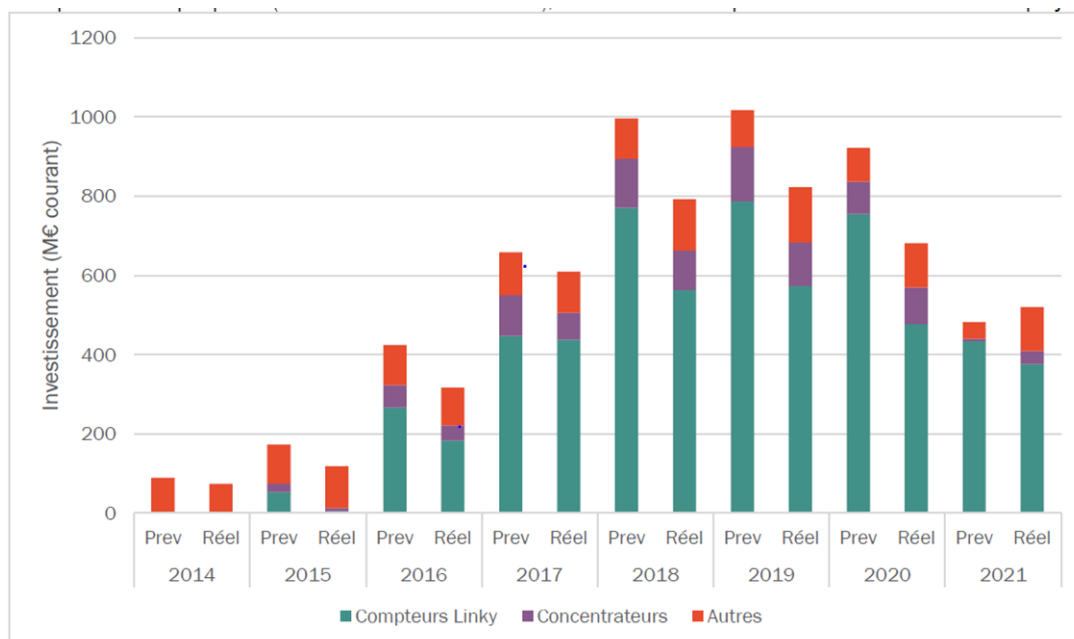
<i>En M€ courants</i>	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
<i>Inflation constatée (en %)</i>	0,5	0	0,2	1	1,8	1,1	0,5	1,6	
<i>Coût réalisé compteurs</i>	0	5	184	438	563	573	477	358	2 598
<i>Coût réalisé concentrateurs</i>	0	8	38	68	100	110	92	32	449
<i>Coût réalisé autres CAPEX</i>	74	105	96	104	129	139	112	101	859
- <i>SI</i>	55	69	57	50	58	69	50	42	450
- <i>Qualification des matériels</i>	18	27	20	17	15	12	11	10	131
- <i>autres</i>	1	9	19	37	56	57	52	49	279
<i>Coût du programme</i>	74	118	318	610	792	822	681	491	3 906

Source : Enedis

Les moindres dépenses d'investissement sont principalement dues aux conditions d'achat et de pose des compteurs Linky, dont le coût s'est révélé inférieur de 880 M€ à la prévision : -100 M€ en raison de la diminution du nombre de compteurs posés (34 millions pour atteindre un taux d'équipement de 90 % au lieu de 35 millions initialement prévus) et - 780 M€ liés au moindre coût d'achat et de pose des compteurs.

Les conditions d'achat et de pose de concentrateurs ont également permis une économie de l'ordre de 80 M€ par l'effet combiné d'une augmentation du nombre de concentrateurs à poser (775 000 au lieu de 642 000) pour un coût supplémentaire de 110 M€, et de prix moins élevés que prévu pour l'achat et la pose des équipements, représentant une économie de l'ordre de 190 M€.

Graphique n° 2 : Dépenses d'investissement du programme de déploiement massif du programme Linky (2014-2021)



Source : CRE

Tableau n° 4 : Bilan opérationnel et financier du déploiement de masse

En M€	Prévision		Réalisation	
Nombre de compteurs	35 millions		34 millions	
Nombre de concentrateurs	642 000		775 000	
Coût d'investissement (M€)	4 762		3 906	
Dont achat et pose de compteurs	73 %	3 474	66,5 %	2 598
Dont achat et pose de concentrateurs	11 %	530	11,5 %	449
Dont coûts liés au système d'information	6 %	273	11,5 %	450
Dont autres coûts (*)	10%	485	10,5%	410

(*) dont qualification des matériels

Source : Cour des comptes

Pour avoir une vision d'ensemble, il convient d'ajouter à ces dépenses de la phase de déploiement massif le coût de l'expérimentation du programme (147 M€) ainsi que celui du déploiement au cours de la période 2022-2024 (déploiement diffus).

Tableau n° 5 : Dépenses d'investissement sur la période 2022-2024 (prévisions initiales 2014 et réalisé)

<i>En M€</i>	2022		2023		2024		Total	
	Prév.	Réalisé	Prév.	Réalisé	Prév.	Actualisé (*)	Prév.	Réalisé
<i>Compteurs</i>	126	154	130	136	135	130	392	420
<i>Concentrateurs</i>	6	17	6	15	7	28	19	60
<i>Autres CAPEX</i>	17	45	12	43	11	34	39	122
<i>SI</i>	11	41	11	39	10	34	31	113
<i>Qualification matériels</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Autres</i>	6	5	1	4	1	0	8	9
<i>Coût total</i>	149	216	149	194	153	192	450	602

(*) Prévisionnel actualisé 2024

Source : Enedis

Au total, la somme des investissements au cours des périodes d'expérimentation, de déploiement de masse et diffus s'élève à 4,6 Md€.

1.2.2 Des dépassements significatifs au titre du système d'information

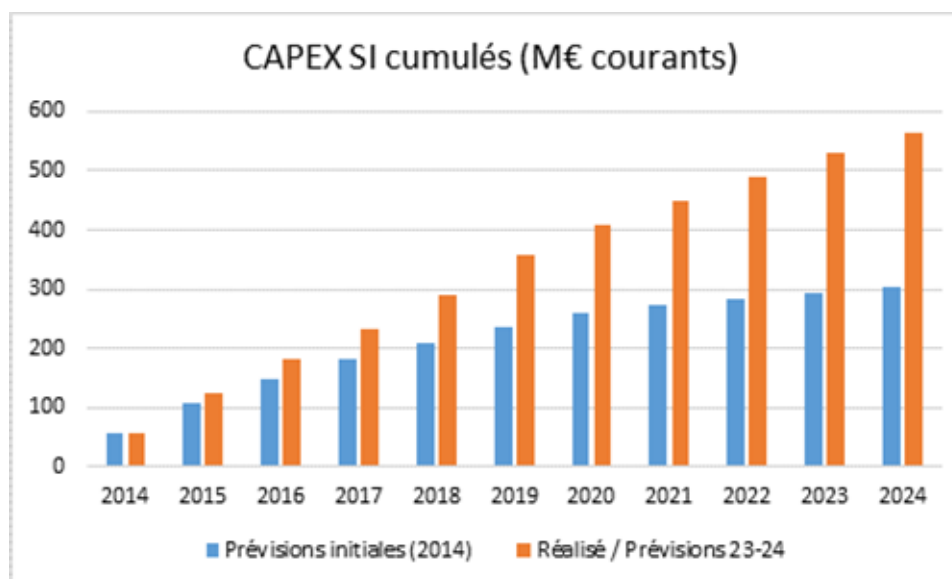
Les coûts d'investissements liés au système d'information (SI) sont plus élevés que prévu (450 M€ au lieu de 273 M€) à l'issue de la phase de déploiement massif. Cette hausse est significative (+ 64 %) en dépit d'un impact limité sur le coût total du projet.

Tableau n° 6 : Montants réalisés de CAPEX SI (en M€)

<i>en M€</i>	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
<i>SI Cœur (SIC)</i>	35	43	33	29	34	32	25	23	20	20	17	311
<i>SI Déploiement</i>	7	6	4	3	3	4	5	2	0	0	0	34
<i>Autres</i>	13	20	20	18	21	33	20	17	21	19	17	219
<i>Total</i>	55	69	57	50	58	69	50	42	41	39	34	564

Source : Enedis

Graphique n° 3 : Dépenses d'adaptation du système d'information Enedis au titre du programme de déploiement des compteurs Linky (montants cumulés entre 2015 et 2021)



Source : Enedis

La mise en œuvre du système Linky a nécessité des évolutions importantes des systèmes d'information d'Enedis. Pour les fonctionnalités liées à l'exploitation du dispositif de comptage et à la télégestion des compteurs (système d'information central ou SIC), un nouveau système d'information a été créé puisque ces fonctionnalités n'existaient pas dans l'ancien. Il en a été de même pour les fonctionnalités nécessaires au pilotage du déploiement.

Concernant la gestion du réseau de distribution, la facturation et à la gestion des consommateurs, les fonctionnalités du système d'information existant ont dû être modifiées ou complétées pour ce qui concerne les interfaces, notamment pour l'acquisition des données de comptage qui ne proviennent plus des agents chargés de la relève des compteurs mais du système Linky et pour permettre la gestion des nouvelles fonctions, comme la gestion de la courbe de charge. Pour la facturation et la gestion des consommateurs, ces modifications ont été réalisées notamment par le remplacement du module Disco par le module Ginko-relation client.

Enedis explique la hausse des coûts d'investissement par le renforcement des exigences de fiabilité, de sécurité et d'adaptabilité du système d'information. Il a résulté, notamment, de la transposition de la directive « Sécurité des réseaux et de l'information¹¹ » la désignation d'Enedis en 2019 comme Opérateur de Services Essentiels.¹² Courant 2020, Enedis a ensuite identifié ses systèmes d'informations essentiels, parmi lesquels Linky. Le renforcement des

¹¹ La transposition de la directive « Sécurité des réseaux et de l'information » (dite « directive NIS », de son nom anglais *Network and Information System Security*) vise à assurer la continuité des activités essentielles à la vie économique et sociale de la France en assurant un niveau de sécurité élevé des systèmes d'information supportant ces activités.

¹² Un OSE est un opérateur titulaire des réseaux ou systèmes d'information, qui fournit un service essentiel dont l'interruption aurait un impact significatif sur le fonctionnement de l'économie ou de la société.

exigences de l'ANSSI en matière de cybersécurité a eu un fort impact sur le *SI Cœur (SIC)* et sur les investissements d'infrastructure.

Concernant le *SI Déploiement (SID)*, Enedis fait valoir que le développement de fonctionnalités a nécessité des adaptations importantes. Elles concernent l'évolution des réseaux de télécommunication pour les nouvelles générations de compteurs installés depuis 2017 (dits « G3 »), les exigences imposées par la hausse du volume des données collectées (courbes de charge) ou la performance du système (durcissement des cibles de la régulation incitative par la CRE), la volumétrie de données consécutives au déploiement des bornes de recharge et des productions décentralisées, ou encore l'adaptation aux dispositifs de limitation de puissance et d'effacement.

La question de la fiabilité de l'évaluation initiale des développements nécessaires, dont ceux concernant l'interopérabilité des systèmes, peut donc être posée sachant que les objectifs et exigences étaient pourtant identifiées au regard de ceux assignés aux compteurs et des demandes des fournisseurs (volume des données, développement des usages liés à la transition énergétique, exigences liées à la maîtrise de la demande d'énergie¹³). Les difficultés rencontrées dans l'interfaçage des SI d'Enedis avec ceux des fournisseurs ont été sous-estimées.

1.3 Un système de comptage performant

La performance du système de comptage Linky est un élément essentiel du projet, notamment pour la concrétisation des gains initialement prévus. Le suivi de la qualité de service s'articulait autour de trois groupes d'indicateurs mis en place par la CRE :

- indicateurs de mesure de la performance de la pose au cours de la phase de déploiement massif ;
- indicateurs permettant de s'assurer du bon fonctionnement de la chaîne communicante : mesure de la consommation, mise à disposition des données aux utilisateurs ;
- indicateurs relatifs aux télé-opérations, nouveaux services rendus possibles grâce à Linky.

Ce suivi a été étoffé à deux reprises, en 2019 puis en 2020 lors de l'élaboration du tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE 6)¹⁴ pour s'adapter à certains besoins des acteurs qui ont, par exemple, conduit à l'introduction d'un indicateur sur la mise à disposition des courbes de charges¹⁵.

Sur les trois volets de cette régulation, la performance d'Enedis est satisfaisante. Le gestionnaire de réseau atteint globalement les objectifs fixés sur les neuf indicateurs incités sur

¹³ Traitement des heures creuses (HC) méridiennes, limitation temporaire de puissance, nouvelles offres à effacement pour le passage de la pointe en hiver ; saisonnalisation des HC en préparation des évolutions envisagées par la CRE.

¹⁴ Il s'agit de la redevance payée par les consommateurs pour le transport et la distribution de l'électricité ainsi que pour le comptage de sa consommation

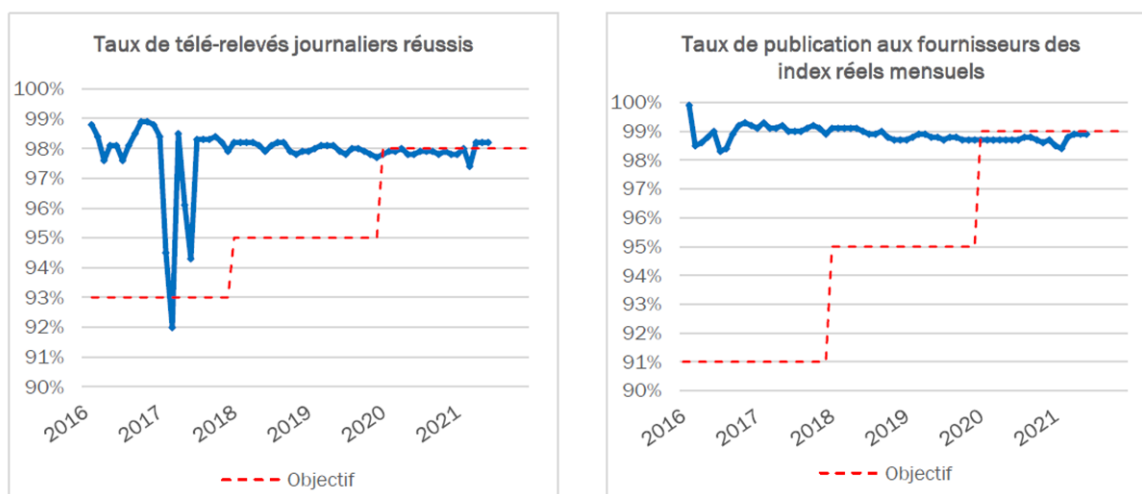
¹⁵ Ensemble de valeurs moyennes horodatées de la puissance soutirée, celle-ci peut être calculée à différent pas de temps (15min, 30min...), une courbe de charge sur une journée au pas 30min est ainsi constituée de 48 points de mesure.

la période 2016-2019, tandis que sur la période 2020-2021, durant laquelle des objectifs significativement plus ambitieux avaient été fixés, Enedis reste proche des objectifs fixés.

Les interventions de pose se sont globalement bien déroulées avec un taux de réintervention très faible (inférieur de 1%) et un taux de réclamations stable autour de 0,7%.

La collecte et la publication des index¹⁶ de consommation ont été efficaces rapidement, avec un taux de relevé journalier réussi et un taux de publication des index réels mensuels (utilisés pour la facturation sur index réels) nettement plus élevés que les objectifs initialement assignés, comme le montrent les graphiques ci-dessous.

Graphique n° 4 : Collecte et publication des index

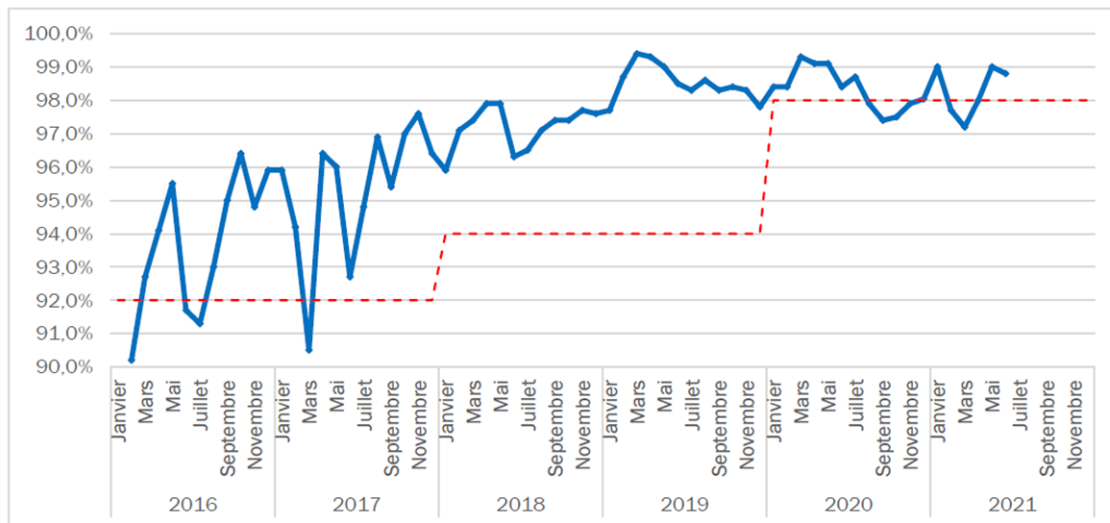


Source : CRE

Enfin, les télé-opérations ont suivi une courbe de progression satisfaisante, permettant d'atteindre un taux mensuel moyen de 98,3 % de télé-prestations réalisées le jour demandé, à partir de 2019, malgré l'augmentation de leurs volumes.

¹⁶ L'index se lit en kWh (Kilowattheure) et permet de mesurer la consommation d'électricité en indiquant avec précision combien de kWh d'électricité ont été consommés à date. Un calendrier peut être constitué de plusieurs index, par exemple de deux index dans le cas d'un calendrier heures pleines/heures creuses ; chaque index compte alors sur une plage horaire définie (par exemple 6h-22h pour les heures pleines et 22h-6h pour les heures creuses).

Graphique n° 5 : Taux de télé-prestations réalisées au jour de la demande



Source : CRE

Cette bonne performance globale masque néanmoins des points problématiques à l'issue du déploiement massif : d'une part, 0,7 % des compteurs étaient non communicants depuis plus de deux mois (0,4 % depuis plus de 6 mois), d'autre part, si la transmission des index était de bonne qualité, celle des courbes de charges restait en deçà des souhaits des fournisseurs.

1.4 La levée des principaux obstacles au déploiement

Une des principales critiques de la Cour en 2018 portait sur le manque d'anticipation et de communication en amont du déploiement de Linky ainsi que sur la production tardive de certaines études.

1.4.1 L'exposition aux ondes électromagnétiques

Sur le volet sanitaire du projet, les études réalisées ont été tardives puisque l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (Anses) n'avait été saisie qu'en septembre 2015 et rendu ses conclusions en 2016 sur la base de deux campagnes de mesures de l'exposition du public aux ondes électromagnétiques réalisées par l'Agence nationale des fréquences (ANFR) et l'Institut national de l'environnement industriel et des risques (INERIS). Les résultats avaient montré que l'exposition spécifique liée à l'usage du courant porteur en ligne était très faible. Les ondes émises par Linky restaient inférieures aux plafonds prévus par les normes sanitaires définies au niveau européen et français en matière d'exposition du public aux champs électromagnétiques. Elles étaient du même ordre de grandeur que celles émises par un téléviseur ou un écran cathodique.

Un nouveau rapport de l'ANFR, publié en septembre 2022¹⁷, concernant l'analyse de mesures d'exposition du public réalisées en 2021, est venu conforter ces résultats. Les compteurs n'émettent des ondes électromagnétiques que sur une courte durée et les niveaux relevés lors de ces émissions demeurent faibles et très inférieurs aux limites réglementaires. Sur la base de ces données ainsi que de travaux du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB), l'ANSES a actualisé en 2023 son expertise sur les compteurs Linky. Les niveaux d'exposition sont confirmés très faibles et bien inférieurs aux valeurs limites réglementaires. Ces niveaux sont comparables à ceux émis par les dispositifs électriques ou électroniques domestiques comme les chargeurs d'appareils multimédia ou encore les plaques de cuisson à induction.

La Cour avait par ailleurs observé dans son précédent rapport que les travaux d'expertise n'avaient pas porté sur les équipements radio Linky (ERL) qui sont des modules optionnels qui permettent de transmettre en temps réel les données depuis les compteurs vers les appareils situés à l'intérieur du domicile (téléphone, tablette). Ces ERL ne faisaient pas l'objet d'un déploiement massif mais leurs rayonnements étaient potentiellement plus importants. Une étude de l'ANFR¹⁸ de 2019 portant sur certains ERL a cependant conclu que les niveaux mesurés apparaissaient très faibles comparés à la valeur limite réglementaire.

1.4.2 La diminution des oppositions et contentieux

Les difficultés rencontrées durant la phase de déploiement ont résulté de l'introduction de contentieux contre Enedis, à l'initiative de particuliers ou de collectivités, visant à s'opposer à la pose des compteurs. Ces contentieux ont cependant diminué au fur et à mesure des décisions judiciaires et administratives reconnaissant l'obligation pour Enedis de déployer ces nouveaux compteurs communicants et le respect des seuils réglementaires d'émission d'ondes électromagnétiques.

Seules trois cours d'appel ont enjoint Enedis d'installer un dispositif de filtre protégeant des champs électromagnétiques sur l'installation du compteur Linky de quelques clients¹⁹ ou de ne pas installer de compteur chez les requérants²⁰. Ces trois arrêts sont cependant circonscrits à des situations individuelles de clients se déclarant « électrosensibles » en se fondant sur le principe de précaution. Ces décisions restent minoritaires au regard des dix-sept arrêts de cours d'appel relatifs à des situations individuelles identiques mais ayant écarté l'application du principe de précaution. Une quinzaine de procédures restent en instance²¹.

¹⁷ Étude de l'exposition du public aux ondes radioélectriques- Analyse des résultats de mesures d'exposition du public aux ondes radiofréquences des compteurs Linky réalisées en 2021 dans le cadre du dispositif national de surveillance. Septembre 2022.

¹⁸ Rapport technique sur les niveaux de champs électromagnétiques créés par un Equipement Radio Linky (ERL), ANFR, 2019.

¹⁹ Cour d'appel de Bordeaux (2020)

²⁰ Cours d'appel de Grenoble (2020) et Lyon (2023)

²¹ Commune de Bidarray devant le tribunal administratif de Pau, ainsi que 13 procédures judiciaires.

1.4.3 La protection des données individuelles

La relève des index donne une information sur la consommation dans les plages horaires concernées par ces index. Elle s'effectue une fois par jour à Enedis et les données sont disponibles dès le lendemain pour le client qui en fait la demande²². Ces index sont par ailleurs transmis une fois par mois aux fournisseurs pour permettre une facturation sur la base d'une consommation réelle et non plus estimée. Avec les compteurs électroniques, le nombre d'index pouvait théoriquement aller jusqu'à six, mais dans le cadre d'offres très spécifiques. Linky permet d'augmenter très largement ce nombre, le nouveau compteur étant capable de gérer deux calendriers tarifaires, un « distributeur » avec quatre index et un « fournisseurs » avec dix index. Quant à la courbe de charge, elle rend compte de l'évolution de la puissance moyenne appelée sur les périodes d'une durée correspondant au pas de temps. Sa remontée vers le serveur central d'Enedis nécessite un consentement explicite du consommateur. Elle est disponible avec un pas de temps défini, le plus fin étant de dix minutes²³.

Des mesures réglementaires ont été prises pour garantir la protection des données personnelles, prévoyant notamment que leur communication ne puisse avoir lieu sans l'autorisation préalable de l'utilisateur. Les recommandations en matière de protection des données collectées par les compteurs communicants adoptées par la Commission nationale informatique et libertés (CNIL) le 20 avril 2017 ont été prises en compte, notamment dans le décret du 10 mai 2017 qui précise les modalités de mise à disposition des données de comptage à des tiers avec l'accord de l'utilisateur. La protection du système de gestion de ces informations personnelles respecte le référentiel de l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI) établi pour les compteurs communicants. Depuis 2018, aucune disposition réglementaire supplémentaire encadrant l'usage de ces données n'a été prise, le cadre étant jugé suffisamment protecteur.

1.5 Un déploiement résiduel en cours à achever

1.5.1 Une moindre avancée des entreprises locales de distribution

Les obligations qui incombent aux gestionnaires des réseaux publics d'électricité en matière de déploiement de compteurs communicants sont régies par l'article R. 341-8 du code de l'énergie. Dans ce cadre, les entreprises locales de distribution (ELD)²⁴ sont tenues

²² Si le consommateur souhaite avoir une information en temps réel sur sa consommation, il le peut en utilisant la télé-information client (TIC) et en acquérant des équipements supplémentaires.

²³ Le pas de temps le plus fréquent étant de 30 minutes

²⁴ Lors de la nationalisation des industries électriques et gazières en 1946, la loi a prévu un régime dérogatoire pour les entreprises locales de distribution (ELD) créées par les communes sous la forme de sociétés d'économie mixte ou de sociétés coopératives. Même si leur activité est marginale (elles ne représentent que 5 % des consommateurs), leur nombre est élevé, avec une forte dispersion : cinq d'entre elles (Strasbourg, Metz, Grenoble, zones rurales du département de la Vienne, zones rurales du département des Deux-Sèvres) représentent un nombre de consommateurs supérieur ou proche de 100 000 et, à l'opposé, d'autres ne couvrent que quelques communes rurales.

d'installer des compteurs communicants au même titre qu'Enedis, mais selon un calendrier particulier, chacune pilotant son propre déploiement. Tous les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de plus de cent mille clients devaient avoir rendu leurs dispositifs conformes à la fin de l'année 2020, les gestionnaires de plus petite taille ayant pour objectif d'atteindre 90 % d'ici le 31 décembre 2024. Ces objectifs n'ont pas été atteints même si des progrès ont été constatés depuis 2021. En moyenne, seul un tiers des clients des GRD qui desservent plus de 100 000 clients était équipé d'un compteur évolué à la fin de l'année 2021, et environ la moitié fin 2022. Le tableau n°6 montre que le taux de déploiement a sensiblement progressé depuis mais reste éloigné de l'objectif. Il en est de même pour la plupart des gestionnaires de petite taille²⁵ dont l'objectif de 90 % ne devrait pas être atteint au 31 décembre 2024 même si certaines en seront proches.

Tableau n° 7 : État des lieux du déploiement dans les principales ELD en 2024

<i>ELD</i>	Nombre de PDL (en milliers)	Nombre de compteurs déployés (en milliers)	Taux de déploiement	Fin de déploiement massif
<i>SER (Strasbourg)</i>	582	313,5	53,8 %	Fin 2025-début 2026
<i>Reseda (Metz)</i>	184	124,3	67,5 %	Fin 2025
<i>Gérédis (Deux-Sèvres)</i>	147	98,1	57,7 %	Fin 2025
<i>SRD (Poitiers)</i>	145	129	89 %	Fin 2024
<i>GEG (Grenoble)</i>	138	109	78,9 %	Fin 2024-début 2025

Source : CRE

Les ELD sont confrontées à plusieurs difficultés que la Cour avait mises en lumière en 2017. Elles concernent la maîtrise des coûts et des délais mais également les systèmes d'information, pour lesquels elles ne disposent pas toujours des compétences et des moyens pour faire face aux obligations de sécurité du système. Les coûts de mise en place d'un dispositif de comptage évolué sont, rapportés au nombre de compteurs, mécaniquement plus importants et peuvent menacer l'équilibre économique des projets.

Enedis n'intervient en appui du déploiement des ELD que sur demande de leur part, notamment par des conseils dans le domaine du développement des systèmes d'information associés. Les ELD et Enedis ont créé en 2015 un groupement d'intérêt public (GIP)²⁶ qui a pour objet d'exercer une activité de centrale d'achat de compteurs et de concentrateurs et d'assurer la passation de marchés publics ou accords-cadres destinés pour le compte de ses membres. Le suivi et la gestion des marchés ou accords-cadres sont ensuite réalisés par chaque ELD.

Par ailleurs, bien que consultée par les GRD de plus de 100 000 clients pour les aspects techniques et financiers de leurs projets de déploiement, la CRE n'a pas de compétence lui

²⁵ EDF Systèmes énergétiques insulaires et le gestionnaire de réseaux SRD (Vienne), ainsi qu'un certain nombre de régies devraient toutefois atteindre l'objectif ou en être proches. D'après des données transmises par le syndicat des entreprises locales d'énergie à la CRE, les fins de déploiement s'échelonnent de fin 2023 (Gazelec de Péronne) à fin 2028 (Régie d'Électricité du Sud-de-La-Réole).

²⁶ Groupement d'intérêt public pour l'acquisition de Dispositifs de Comptage Communicant

permettant de les inciter à respecter un calendrier de déploiement dans les cas où ils ne sont pas soumis à la régulation directe. Néanmoins, pour ces GRD, la CRE veille à ce que l'état d'avancement ainsi que la qualité de la chaîne de communication des territoires soient présentés aux acteurs du marché dans le cadre du groupe de travail comptage évolué, instance de concertation pilotée par la CRE. Cette dernière ne définit le cadre de régulation que pour les ELD qui ont opté pour une péréquation et éligibles au fonds de péréquation pour l'électricité (FPE) dont la mission est de garantir un équilibre financier entre les différents distributeurs d'électricité, en particulier pour compenser les coûts élevés de distribution dans les zones rurales ou isolées. Seuls EDF SEI, EDM, Gérédis et Wallis et Futuna s'inscrivent dans ce cadre qui permet la mise en œuvre d'une régulation incitative portant sur la maîtrise de leurs coûts, le respect des calendriers de déploiement et les niveaux de performance de leurs systèmes de comptage.

Les statistiques de déploiement des compteurs communicants ne font pas l'objet d'un suivi systématique par la CRE qui ne dispose pas de bilan à date. La DGEC n'est pas non plus en capacité aujourd'hui d'assurer un suivi de ce déploiement dans les ELD, même si ses représentants ont indiqué que l'État devait se mettre en capacité d'être mieux informé de son avancée.

1.5.2 La facturation de la relève résiduelle pour les utilisateurs non-équipés

Au terme de la phase de déploiement massif, près de 3,8 millions d'utilisateurs restaient à équiper. À la date de rédaction du présent rapport, 2,3 millions d'anciens compteurs sont encore à remplacer.

Pour ces derniers, Enedis doit, d'une part, maintenir une activité résiduelle de relève, d'autre part, mettre en œuvre des moyens pour proposer de la manière la plus souple et efficace possible l'installation du compteur.

Les coûts unitaires de relève pour les clients n'ayant pas de compteur Linky augmenteront fortement en raison de l'organisation des tournées de relève. Enedis estime en outre que 80 % des points de connexion concernés ont des compteurs « inaccessibles ». L'absence d'équipement peut tenir à des difficultés de contact, des problèmes techniques ou refus explicites. La phase de déploiement diffus devrait permettre de régulariser la majorité des situations, mais la CRE a considéré, après consultation des acteurs, que les clients qui feraient obstacle à la pose d'un compteur Linky durant cette période devaient supporter les surcoûts générés.

Elle a adopté en 2022 une délibération²⁷ qui introduit le principe d'une facturation à partir du 1^{er} février 2023, aux utilisateurs non équipés d'un compteur évolué et qui n'ont pas mis à disposition d'index de consommation à Enedis depuis plus de 12 mois²⁸. Dans un second

²⁷ Délibération n°2022-82 du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2022-2024 et modifiant la délibération n°2021-13 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

²⁸ Facturation de 8,30 € tous les deux mois.

temps, à compter de 2025, l'ensemble des clients non équipés de Linky seraient facturés du coût de la relève.

Ces dispositions incitatives, associées à l'obsolescence progressive des anciens compteurs, devraient être de nature à inciter des clients à demander la pose d'un compteur Linky.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le déploiement de masse des compteurs communicants a été réalisé par Enedis dans les délais et à un coût inférieur aux prévisions initiales, faisant de ce programme industriel un succès reconnu par la majorité des acteurs. La qualité de service attendue des compteurs est globalement au rendez-vous. En revanche, les coûts d'investissements liés au système d'information sont significativement plus élevés que les prévisions en raison du renforcement des exigences de fiabilité, de sécurité et d'adaptabilité. La question de la fiabilité de l'évaluation initiale des développements nécessaires, dont ceux concernant l'interopérabilité des systèmes, peut être posée.

Les premières années du déploiement se sont heurtées à des oppositions liées, notamment, aux risques d'exposition aux ondes électromagnétiques. La protection des données individuelles était également au centre des préoccupations exprimées. Ces difficultés avaient conduit la Cour à recommander un véritable pilotage du programme par l'État²⁹. Ces risques et oppositions ont été progressivement levés, comme en attestent notamment la diminution des contentieux observés dans la période récente. L'État doit cependant rester attentif au suivi du programme, notamment en ce qui concerne le déploiement des compteurs communicants par les entreprises locales de distribution et son complet achèvement pour le parc d'Enedis.

²⁹ Recommandation n°3 de l'insertion au rapport public annuel de 2018 adressée à l'État : mettre en place un véritable pilotage du programme portant sur toutes ses composantes, et notamment la maîtrise de la demande d'énergie.

2 UN FINANCEMENT FAVORABLE POUR ENEDIS

Pour le projet Linky, la CRE a défini des règles particulières de financement du programme. Elle a également mise en place des incitations au respect des coûts d'investissement, des délais de déploiement et des niveaux de performance. Elle a enfin mis en place un mécanisme de différé tarifaire pour que le nouveau système ne donne pas lieu à une augmentation immédiate de la redevance d'acheminement et de comptage de l'électricité pesant sur le consommateur³⁰.

La Cour avait critiqué dans son insertion au rapport public de 2018 le coût excessif de ce différé tarifaire et recommandé de faire évoluer ce dispositif. Quant au financement du projet Linky, la Cour avait souligné le niveau élevé de la rémunération d'Enedis et des incitations prévues pour mener à bien le déploiement.

2.1 Des incitations au déploiement avantageuses

Pour les actifs mis en service dans le cadre du programme de déploiement de masse des compteurs Linky, soit entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021, la CRE a arrêté par une délibération du 17 juillet 2014³¹ une rémunération incitative fondée sur deux éléments :

- une rémunération des charges de capital garantie pendant toute la durée des actifs,
- des primes de performance spécifiques venant pendant la même durée augmenter ou diminuer le taux de base de cette rémunération.

2.1.1 Des conditions de rémunération des actifs dérogatoires

La rémunération retenue par la CRE pour les charges de capital liées au déploiement des compteurs évolués est fondée sur l'application à la base d'actifs régulés (BAR) du projet Linky d'un taux de rémunération calculé en fonction d'une quantité et d'un coût de la dette cible. Ce taux a été déterminé à partir d'une étude confiée à un consultant externe sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour les infrastructures d'électricité et de gaz naturel, des travaux d'évaluation des paramètres du CMPC menés par la CRE elle-même, ainsi que des spécificités de l'activité de distribution d'électricité et du projet Linky.

³⁰ La redevance d'acheminement pour le transport, la distribution de l'électricité et le comptage de sa consommation est déterminée par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE) qui couvrent notamment l'amortissement des investissements. Le montant total facturé par le fournisseur au consommateur se décompose ainsi pour 40 à 45 % de coût de la fourniture d'électricité, pour 25 à 30 % de l'acheminement (TURPE) et pour 20 à 25 % de taxes.

³¹ Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA.

Tableau n° 8 : Estimations retenues par la CRE pour la rémunération des actifs Linky

Taux sans risque nominal	4 %
<i>Spread de la dette</i>	0,6 %
Prime de marché	5 %
<i>Beta des actifs</i>	0,33 %
<i>Beta des fonds propres</i>	0,66 %
Levier (dette/(dette+fonds propres))	60 %
Taux de l'impôt sur les sociétés	34,43 %
Coût de la dette*	4,6 %
Coût des fonds propres*	11,2 %
Coût moyen pondéré du capital*	7,25 %

* Nominal avant impôts

La BAR du projet Linky correspond à la valeur nette comptable au 1^{er} janvier de chaque année des actifs mis en service dans le cadre du projet Linky sur la période du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2021, y compris les systèmes d'information (SI) et les actifs liés à la pré-généralisation³². Elle est donc dégressive à mesure de l'amortissement des actifs concernés.

S'agissant du calcul de cette rémunération, les références de taux sans risque et les paramètres fiscaux ont été figés depuis 2014. Ils reposent sur un taux nominal sans risque de 4,0 % et un taux moyen d'IS de 34,43 %. Le CMPC résultant, appliqué depuis 2015 à la valeur nette comptable du projet Linky, avant effet de la régulation incitative, s'élève à 7,25 %.

Le projet Linky étant caractérisé par une durée de financement échelonnée sur six ans et une durée de vie des actifs de vingt ans, le taux de rémunération de base de 7,25 % est donc garanti à Enedis jusqu'en 2041, sous réserve des pénalités mises en place en cas de mauvaise performance dans le cadre de la régulation incitative. Cette modalité de rémunération est dérogatoire de la rémunération habituelle des actifs régulés d'Enedis et ne fait l'objet d'aucun ajustement à l'occasion de l'élaboration périodique des tarifs d'utilisation des réseaux qui entreront en vigueur jusqu'à cette date.

Sur la base des paramètres retenus dans le cadre de l'élaboration des TURPE successifs pour le reste des charges de capital d'Enedis, les taux de rémunération s'élèveraient à 7,25 % pour l'année 2016³³, 5,95 % pour 2017 (TURPE 5), 5,8 % pour les années 2018 à 2020 (TURPE 5 bis) et seulement de 4,5 % pour les années 2021 à 2023 (TURPE 6).

³² Mais à l'exclusion des actifs mis en service dans le cadre de l'expérimentation, soit avant 2015, et des compteurs électroniques classiques mis en service pendant la phase de déploiement.

³³ Il n'y a pas d'écart sur 2016, sous le TURPE 4 dont les paramètres sont les mêmes que ceux utilisés pour Linky.

Tableau n° 9 : Rémunération de la base d'actifs régulés (BAR) Linky selon le coût du capital retenu

<i>En M€</i>	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
<i>BAR Linky réalisée</i>	191	476	981	1 652	2 286	2 744	3 009	2 744	
<i>Rémunération suivant CMPC Linky (7,25 %)</i>	13,8	34,5	71,1	119,8	165,7	198,9	218,2	198,9	1 020,9
<i>Rémunération suivant CMPC TURPE</i>	13,8	28,3	56,9	95,8	132,6	123,5	135,4	123,5	709,8
<i>Écart</i>	-	6,2	14,2	24	33,1	75,4	82,8	75,4	311,1

Source : CRE et Cour des comptes

L'écart de rémunération qui résulte de l'application du taux de base Linky en lieu et place de celui qui s'applique au reste des charges de capital d'Enedis dans le cadre des TURPE successifs, est évalué à 311 M€ sur la période 2016-2023.

Sans remettre en cause les dispositions réglementaires arrêtées en 2014, la CRE devra s'assurer que les gains perçus par Enedis du fait du régime spécifique de rémunération des actifs Linky seront employés au financement de son programme d'investissement dans les réseaux.

2.1.2 La régulation incitative à l'atteinte des objectifs

Outre la rémunération garantie des charges de capital, la CRE a mis en place un mécanisme de régulation incitative propre au déploiement du programme Linky. Ce dispositif a été prévu par la délibération du 17 juillet 2014 précitée, amendé par une seconde délibération du 23 janvier 2020, qui a relevé les seuils à atteindre pour certains indicateurs. Cette régulation incitative s'est appliquée à trois critères : coût, délai et qualité du système de comptage.

La régulation incitative repose sur une prime de 300 points de base (pbs) attribuée aux actifs mis en service dans le cadre du projet Linky entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021 (hors l'expérimentation et compteurs électroniques classiques). Comme la rémunération de base au CMPC, elle est attribuée sur la durée de vie de ces actifs.

Elle est constituée de plusieurs éléments :

- une prime de performance de 2 % appliquée à la valeur nette comptable des actifs Linky, au titre du respect des coûts et des délais prévisionnels du déploiement de masse ;
- une prime de performance supplémentaire appliquée à la différence positive entre la BAR de référence (prévisionnelle) et la BAR réalisée (bonus sur le moindre investissement) ;30
- une prime de performance de 1 % sur la valeur nette comptable des actifs Linky, au titre de l'atteinte des performances attendues du système de comptage.

Toute dérive de la performance globale vient diminuer cette prime et, au-delà d'un certain niveau de contreperformance, conduit à une rémunération du projet inférieure au taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher : le montant total des pénalités au titre des coûts d'investissement et des délais de déploiement ne peut pas excéder 400 pbs de rémunération et ne peut conduire à une rémunération globale du projet inférieure à CMPC – 200 pbs, soit 5,25 %.

Le respect des *coûts de déploiement* est assuré par comparaison entre une BAR de référence (prévisionnelle), calculée sur la base (i) du nombre de compteurs effectivement mis en service chaque année, (ii) des coûts unitaires prévisionnels complets d'investissement de chaque année pour les compteurs, les concentrateurs et les autres coûts, et la BAR réalisée chaque année entre 2015 et 2021.

L'attribution du bonus est toutefois conditionnée au respect des délais prévisionnels de déploiement du projet. Le respect des *délais du déploiement* de masse est suivi tous les deux ans, soit les 31 décembre 2017, 2019 et 2021, à partir de taux prévisionnels de compteurs posés et de compteurs communicants fixés par la CRE. Enedis encourt des pénalités financières pour chaque compteur non posé et non communicant en deçà de l'objectif aux dates prévues.

Enfin, pour l'inciter à tenir dans la durée un niveau de *performance du système de comptage* conforme aux attentes, la CRE a attribué à Enedis une prime de 100 points de base appliquée sur leur durée de vie (20 ans) aux actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 décembre 2021 (y compris les SI et les actifs liés à la pré-généralisation), à l'exclusion des actifs mis en service dans le cadre de l'expérimentation et des compteurs électroniques classiques. En contrepartie, toute dérive des indicateurs de qualité de ce système vient diminuer cette prime si ne sont pas atteints les taux de performance cibles de cinq indicateurs relatifs à l'activation et la relève des compteurs, à la communication des données et aux diligences d'Enedis dans la réalisation des télé-prestations demandées par les fournisseurs.

Indicateurs de performance du système de comptage mis en place en 2014

La CRE a défini une trajectoire d'objectifs et d'incitations financières pour les quatre premières années du déploiement massif, soit pour la période de 2016 à 2019. Les indicateurs de performance incités financièrement, définis pour la période 2016-2019, sont au nombre de six :

- * taux de télé-relevés journaliers réussis ;
- * taux de publication par Ginko (système d'information d'Enedis responsable de la facturation, celui-ci collecte les données des compteurs auprès du SI Linky et les envoie aux fournisseurs au cours du processus de facturation) des index réels mensuels ;
- * taux de disponibilité du portail internet « clients » ;
- * taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ;
- * taux de télé-prestations réalisées le jour J demandé par les fournisseurs ;
- * taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile.

Outre ces indicateurs incités, la délibération du 17 juillet 2014 a défini sept indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué Linky. Enfin, cette même délibération a introduit trois indicateurs de suivi de la qualité de la pose, dont un pouvant donner lieu à des bonus et à des malus. Les objectifs et les niveaux d'incitation de ces derniers ont été fixés pour l'ensemble de la durée du déploiement en masse.

Le bilan des rémunérations perçues par Enedis au titre de la régulation incitative est présenté dans le tableau suivant.

Tableau n° 10 : Synthèse de la rémunération d'Enedis au titre de la régulation incitative (2016-2022) (M€)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Régulation incitative au titre des coûts d'investissement								
<i>Prime de 2% sur le taux de rémunération</i>	3,8	9,5	19,6	33,0	45,7	54,9	60,2	226,7
<i>Bonus sur le moindre investissement</i>	-0,9	0,9	7,2	11,4	16,0	17,6	17,9	70,1
Régulation incitative au titre de la performance du système de comptage								
<i>Prime de 1% sur le taux de rémunération</i>	1,91	4,76	9,81	16,52	22,86	27,44	30,09	113,4
<i>Malus liés à la performance du système de comptage (qualité de service)</i>	-0,25	0,02	0,375	0,325	-0,59	-1,845	-1,1	-3,1
Total	4,5	15,2	37	61,2	83,9	98,1	107,1	407,1

Source CRE et Cour des comptes

Comme cela avait déjà été relevé dans l'insertion au rapport public annuel de 2018, la CRE a donc mis en place au bénéfice d'Enedis un dispositif complémentaire de rémunération incitative avantageux. Ce constat avait conduit la Cour à recommander de la faire évoluer pour limiter la rémunération maximale dont pourrait bénéficier Enedis³⁴: La régulation relative aux coûts et aux délais de déploiement n'a cependant pas évolué et Enedis a perçu à ce titre plus de 400 M€ de complément de rémunération. Seule la régulation pour la qualité de service a fait l'objet d'ajustements.

2.2 L'ajustement de la régulation pour la qualité de service

La délibération du 17 juillet 2014 prévoyait que la CRE pouvait faire évoluer la régulation incitative pour qualité de service sur la base du retour d'expérience de la période 2016-2019. C'est ce qui a été fait par la délibération du 23 janvier 2020³⁵ par laquelle la CRE a fixé le cadre de régulation du projet Linky pour les deux dernières années du déploiement en masse, soit 2020 et 2021. Elle a fixé de nouveaux objectifs et niveaux d'incitation pour les six indicateurs de performance du système de comptage et introduit deux nouveaux indicateurs visant à inciter Enedis à rendre les compteurs Linky communicants et utilisables le plus rapidement possible (délai de passage au statut communicant de niveau 2 dans *Ginko* ; nombre de compteurs Linky communicants non ouverts à l'ensemble des services plus de 6 mois après la pose).

La CRE a considéré qu'à l'issue de la phase de déploiement massif, la régulation incitative devait viser à maintenir la performance du système de comptage tout en facilitant la

³⁴ Recommandation n°2 : faire évoluer la régulation incitative pour réduire le montant maximal dont pourrait bénéficier Enedis.

³⁵ Délibération n° 2020-013 du 23 janvier 2020 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2020-2021.

matérialisation des gains à l'échelle de la collectivité. Les indicateurs existants sur la période 2016-2021 et les modalités de régulation ont été adaptés pour la période 2022-2024.

S'agissant de indicateurs relatifs au déploiement de masse, la fin du déploiement au 31 décembre 2021 a rendu en partie obsolètes les indicateurs dédiés spécifiquement au suivi et à l'incitation d'Enedis sur la bonne réalisation des opérations de pose des compteurs et de migration des points depuis le SI historique vers le nouveau SI de facturation. Bien qu'Enedis continue à poser des compteurs durant la phase de déploiement diffus, le volume est bien moindre et les opérations de pose sont davantage réalisées par des équipes d'Enedis et moins par des prestataires externes.

Les deux indicateurs de suivi de la qualité de la pose, spécifiques aux modalités de déploiement massif ont donc été supprimés à compter de 2022³⁶. La CRE a maintenu en revanche l'indicateur mesurant le nombre de compteurs non ouverts à l'ensemble des services plus de six mois après la pose mais il ne donne plus lieu à incitation financière. Le suivi de cet indicateur vise à s'assurer que, pendant la phase de déploiement diffus, les utilisateurs peuvent utiliser rapidement l'ensemble des services.

Le suivi des indicateurs relatifs à la qualité du système de comptage a été adapté et le niveau des incitations associées modifié. Ces ajustements concernent notamment la remontée et la publication des index dont les indicateurs³⁷ ont montré leur efficacité dans le cadre de la facturation. Leur suivi a été maintenu et le niveau des incitations associées renforcé. Quant aux indicateurs mesurant l'efficacité des télé-opérations réalisées³⁸, ils ont montré que les prestations étaient majoritairement réalisées dans les délais demandés par les clients. Pour la période d'exploitation, la CRE a maintenu l'incitation et ajusté le niveau des objectifs et des incitations. Au final, pour l'ensemble des indicateurs cités ci-dessus, la CRE a maintenu les niveaux des objectifs fixés pour la période 2020-2021 et renforcé le niveau des incitations en triplant les pénalités associées à chaque indicateur par rapport aux niveaux fixés sur la période 2020-2021.

Enfin, la régulation incitative du projet Linky a été renforcée dans deux directions, tout d'abord en introduisant, à compter du 1er janvier 2022, un indicateur mesurant le délai de mise en place des calendriers fournisseurs, ensuite en mettant en place à compter du 1er janvier 2023 un système d'indemnités en cas de défaillance du système de comptage Linky, en particulier pour remédier au problème des compteurs non communicants. Il a en effet été observé à l'occasion du bilan du déploiement massif que près de 130 000 clients disposant d'un compteur Linky n'avaient accès à aucune des fonctionnalités offertes.

Cette évolution du cadre réglementaire de la qualité de service répond partiellement à la deuxième recommandation formulée par la Cour en 2018 qui invitait à faire évoluer la régulation incitative. Elle reste toutefois très limitée en termes financiers. Comme le montre le

³⁶ Taux de réinterventions suite à la pose ; nombre de compteurs Linky communicants présents dans Disco (ancien SI d'Enedis) plus de 6 mois après la pose.

³⁷ Taux de télé-relevés journaliers réussis, taux de publication par Ginko des index réels mensuels, taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois. Ginko est le système d'information d'Enedis qui a succédé à Disco et gérant les fonctionnalités avancées des compteurs

³⁸ Taux de télé-prestations réalisées le jour demandé par les fournisseurs ; taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile.

tableau n°10, si les malus liés à la performance du système de comptage progressent à partir de 2020, leur montant cumulé sur la période 2020-2020 reste modeste (-3,5 M€).

2.3 Un mécanisme de différé tarifaire complexe et coûteux

Pour que l'installation des nouveaux compteurs ne se traduise pas par une augmentation immédiate du montant des factures d'électricité des consommateurs, la CRE a défini³⁹ à la demande du Gouvernement un mécanisme dont l'objectif était d'assurer un décalage dans le temps de la couverture des coûts du déploiement (charges d'exploitation du système, amortissement et rémunération du capital investi). Ce mécanisme visait à faire coïncider la prise en charge de ces coûts de déploiement par les consommateurs avec la réalisation des gains attendus du projet (pour le distributeur, gains sur la relève, les petites interventions et la diminution des pertes ; pour l'utilisateur, gains résultant des services associés à Linky).

Ce décalage est réalisé par la mise en place d'un compte de régulation et de lissage (CRL), défini *ex ante* à partir du *business plan* d'Enedis de 2014. Le CRL neutralise l'écart entre le tarif qui résulterait de l'application des règles du TURPE⁴⁰ aux charges réelles d'Enedis (prenant donc en compte le programme Linky) et le tarif qui aurait été appliqué si le programme n'avait pas été réalisé.

³⁹ Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'ERDF dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA.

⁴⁰ En réalité adaptées puisque les investissements du programme *Linky* sont rémunérés à un taux différent des autres investissements d'Enedis (*cf.* ci-dessus).

Tableau n° 11 : Imputations et apurement du compte de régulation et de lissage

<i>En M€</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4=1+2-3</i>
	Montant imputé au CRL ⁴¹	Rémunération du CRL	Montant du CRL apuré ⁴²	Solde du CRL
2014	108			108
2015	130	5		135
2016	170	11		181
2017	201	20		221
2018	275	30		305
2019	304	44		348
2020	293	60		353
2021	228	76		304
2022	7	90		97
2023		94	-165	-71
2024		91	-291	-200
2025		82	-375	-293
2026		68	-418	-350
2027		52	-418	-366
2028		35	-374	-339
2029		20	-292	-272
2030		7	-168	-161
Total	1 716	785	-2 501	0

Source : Enedis (présentation Cour des comptes)

Entre 2015 et 2022, les coûts du programme Linky sont imputés sur le solde du CRL et viennent en déduction du revenu autorisé d'Enedis. Entre 2023 et 2030, ces coûts sont progressivement apurés et viennent augmenter à due concurrence ce revenu autorisé. Au surplus, le CRL fonctionne comme un compte de stock (un actif) pour lequel la CRE a attribué une rémunération annuelle au taux de 4,60 % (taux retenu pour l'évaluation du coût de la dette servant de base au calcul du CMPC applicable au programme Linky). Cette rémunération est versée à Enedis entre 2023 et 2030 dans le cadre de l'apurement du CRL, à hauteur d'un montant total de 785 M€ en valeur courante.

Ce système neutralise pour l'utilisateur l'impact financier de la mise en œuvre de Linky sur la période 2014-2021 en ce sens que la facturation de la fonction de comptage et de distribution est identique à celle qui aurait prévalu sans Linky. En revanche, il conduit sur la période 2022-2029 à une facturation supérieure en raison de la prise en charge par les consommateurs, par le TURPE, du financement du différé tarifaire (785 M€).

⁴¹ Montant venant en déduction du revenu autorisé d'Enedis.

⁴² Montant venant majorer le revenu autorisé d'Enedis, incluant la rémunération du solde au 1^{er} janvier précédent au taux de 4,60 %.

Ce mécanisme de différé tarifaire a été maintenu alors que la Cour avait recommandé à la CRE en 2018 de faire évoluer ce dispositif pour en réduire le coût pour le consommateur (recommandation n°1). Cette recommandation n'a donc pas été suivie.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Les incitations au déploiement du programme Linky, qu'il s'agisse de son financement, des modalités de régulation incitative à l'atteinte des objectifs ou du mécanisme de différé tarifaire, ont été particulièrement avantageuses pour Enedis.

Les modalités de financement assises, d'une part, sur une durée de financement échelonnée sur six ans et une durée de vie des actifs de vingt ans, d'autre part, sur un taux de rémunération de base élevé et garanti jusqu'en 2041, dérogent aux conditions habituelles de rémunération des actifs régulés d'Enedis. Elles ne font l'objet d'aucun ajustement à l'occasion de l'élaboration périodique des tarifs d'utilisation des réseaux. Sans remettre en cause les dispositions réglementaires arrêtées en 2014, la CRE devra s'assurer que les gains perçus par Enedis du fait du régime spécifique de rémunération des actifs Linky seront employés au financement de son programme d'investissement dans les réseaux.

La régulation incitative mise en place par la CRE avant le lancement du programme de déploiement de masse a été basée sur des objectifs de performance qui ont tous été largement dépassés. Enedis a ainsi pu bénéficier des bonus prévus à cet effet, liées au coût du programme, au délai de déploiement et à la qualité du système de comptage. La CRE n'a donc que partiellement suivi la deuxième recommandation de 2018 qui visait à réduire la rémunération maximale dont pouvait bénéficier Enedis, en n'adaptant que le cadre réglementaire pour la qualité de service.

Quant au mécanisme complexe de différé tarifaire qui avait pour objectif de reporter la couverture des coûts du projet Linky par les consommateurs jusqu'à la concrétisation des gains attendus du projet, il a été maintenu inchangé alors que la Cour avait recommandé en 2018 son évolution pour en réduire le coût.

3 DES BENEFICES AVERES SUR LA GESTION DU RESEAU, ABSENTS SUR LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE

Les bénéfices attendus du programme Linky étaient de deux sortes : ceux qui devaient apparaître au périmètre de l'activité du distributeur et ceux qui devaient être observés sur le marché de détail de l'électricité. Les gains sont globalement confirmés au périmètre du distributeur et profitent au consommateur par l'amélioration du service et la baisse du coût de la gestion des réseaux. En revanche, les constats actuels peinent à établir des gains significatifs en matière d'innovations commerciales.

3.1 La multiplicité des bénéfices attendus à l'origine

3.1.1 Des objectifs initiaux mal hiérarchisés et pas toujours clairs

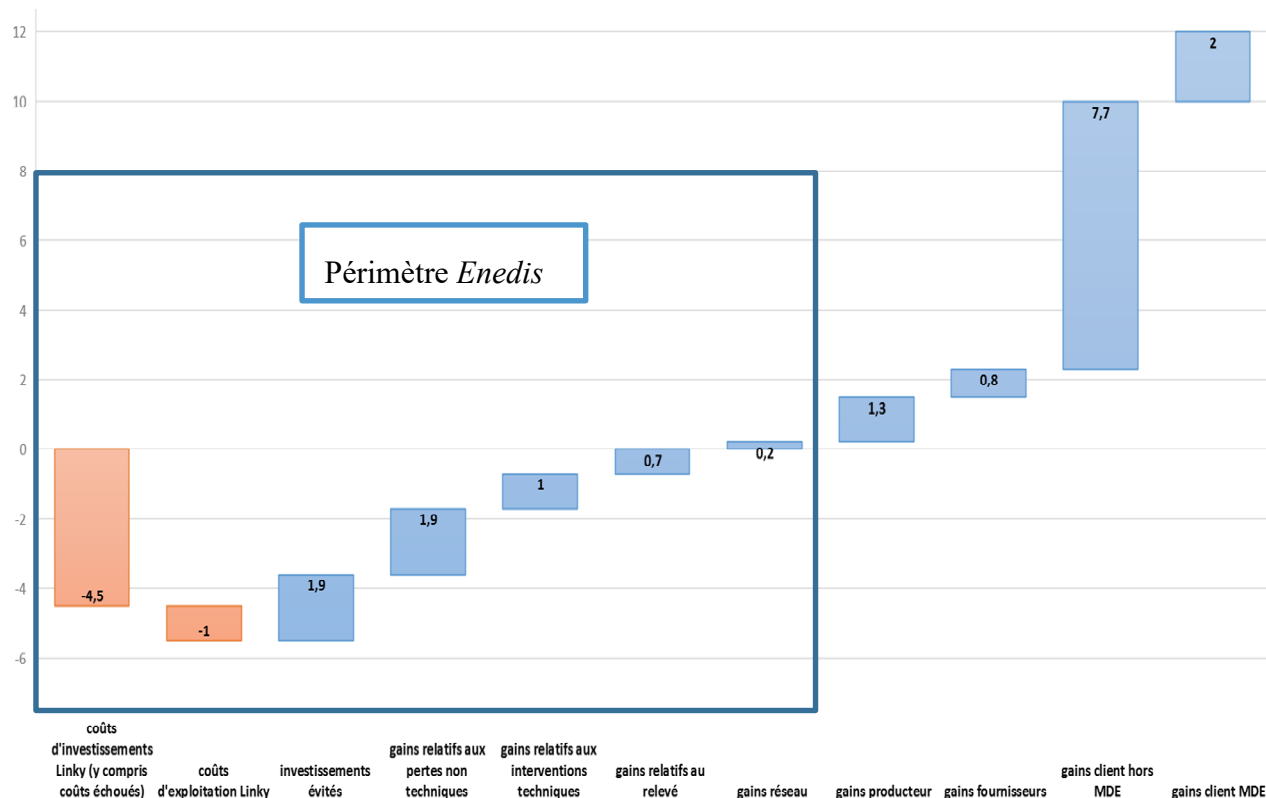
La directive du 13 juillet 2009⁴³ relative aux règles communes du marché de l'électricité avait prévu que, pour les États où la mise en place de compteurs communicants avait donné lieu à une évaluation ex ante favorable, au moins 80 % des clients devraient en être équipés en 2020⁴⁴. Des pays pionniers, comme la Suède ou l'Italie, avaient engagé une modernisation des compteurs quelques années avant l'adoption de la directive en poursuivant des objectifs nationaux clairs et limités (par exemple, la lutte contre la fraude en Italie).

Toutefois, les États-membres pouvaient renoncer à ce déploiement s'ils estimaient que son bilan économique était défavorable. Ainsi, huit pays ont décidé de ne pas déployer ces nouveaux compteurs dans les conditions prévues par la directive (couvrir 80 % de la population avant 2021), notamment l'Allemagne qui a estimé le coût prohibitif du fait de l'éparpillement du service de comptage entre un très grand nombre de distributeurs locaux ; d'autres pays ont pris du retard ou ont renoncé à cause des difficultés économiques rencontrées (cf. Annexe n°2).

En France, la CRE avait fait réaliser en 2014 des études technico-économiques pour établir le bilan économique prévisionnel pour chacun des groupes d'acteurs (distribution, consommation, commercialisation, production). Globalement, ce bilan était positif.

⁴³ Directive 2009/72/CE

⁴⁴ L'objectif européen a été modifié par la directive du 5 juin 2019, qui prévoit désormais que les États membres concernés doivent veiller au déploiement sur leur territoire de systèmes intelligents de mesure en fixant un calendrier, avec des objectifs sur une période de dix ans maximum, de telle sorte que 80 % des clients finals soient équipés de compteurs communicants, soit dans un délai de sept ans à compter de la date de cette évaluation favorable, soit d'ici 2024 pour les États membres ayant entamé le déploiement systématique de systèmes intelligents de mesure avant le 4 juillet 2019.

Graphique n° 6 : Estimation du bilan du projet *Linky* sur la période 2014-2034 (en Md€₂₀₁₄)


Source : Cour des comptes d'après estimations CRE

Au-delà de la partie consacrée au distributeur lui-même, qu'on peut raisonnablement objectiver, un certain nombre d'externalités positives étaient attendues du projet, dont certaines difficiles à appréhender comme le bloc de 7,7 Md€ de « gains client hors MDE », qui sont des gains attendus du fonctionnement du marché que l'on peine, encore aujourd'hui, à établir de manière crédible.

3.1.2 Des gains faibles attendus au périmètre de la distribution

L'étude technico-économique précitée avait permis notamment dans sa partie économique, d'évaluer les coûts et les gains globaux par rapport à un scénario de référence dans lequel les compteurs communicants ne seraient pas installés. Elle avait conclu, pour le périmètre de la distribution, à un gain, exprimé en valeur actuelle nette (VAN) en euros constants 2014, de 200 M€₂₀₁₄ sur la période 2014-2034.

Les coûts du programme étaient alors constitués d'une part des investissements, soit 4,5 Md€₂₀₁₄, et d'autre part des charges d'exploitation du système (communication entre les concentrateurs et le système central, maintenance des systèmes d'information, supervision du fonctionnement, etc.), soit 1,0 Md€₂₀₁₄.

Les gains résultaient essentiellement de la réduction des pertes non techniques (PNT)⁴⁵, obtenue par la limitation de la puissance disponible dans la période d'absence d'occupation des logements et par une diminution des fraudes⁴⁶ (1,9 Md€₂₀₁₄), des investissements évités, c'est-à-dire qui auraient été nécessaires si le système Linky n'avait pas été déployé, notamment le remplacement de compteurs anciens pour respecter les évolutions réglementaires relatives à la qualité des mesures (1,9 Md€₂₀₁₄), de la réduction du coût des interventions techniques en rendant possible certaines interventions à distance telles les modifications de puissance (1 Md€₂₀₁₄), de la suppression des opérations de relève par la mise en œuvre de la télérelève (0,7 Md€₂₀₁₄) et enfin des gains liés à la gestion réseau (0,2 Md€).

Cet équilibre au périmètre du distributeur rendait possible le déploiement de Linky sans surcoût global sur le TURPE à l'horizon de la durée de vie des compteurs. La Cour, dans son insertion de 2018, émettait toutefois quelques réserves sur les hypothèses retenues (durée de vie de compteurs, coût des systèmes d'information...) ainsi que sur la perspective de réaliser tous les gains prévus qui n'était pas certaine. Au total, le bilan économique du programme pouvait, au périmètre de la distribution, devenir légèrement négatif (jusqu'à - 0,2 Md€) sur la période 2014-2034, de sorte que le projet ne pouvait alors être justifié que par ses externalités.

Les dernières études conduites par Enedis sur la valeur actualisée du programme de déploiement des compteurs évolués confirment les réserves émises par la Cour en 2018 puisqu'Enedis a revu à la baisse la rentabilité économique du projet. Ces études présentent un bilan économique à l'équilibre aux bornes de l'activité de distribution d'électricité (cf. tableau ci-après).

Tableau n° 12 : Bilan économique pour le secteur de la distribution (Enedis)

<i>Valeur économique sur période 2014-2034 (en Md€₂₀₁₄)</i>	Prévision initiale CRE (2014)		Estimation Enedis actualisée 2023
	Actualisation au taux nominal de 7,25 %	Actualisation au taux nominal de 3,2 %	Actualisation faite à partir du taux nominal de 3,2 %
<i>Investissements</i>	-4,5	-5,1	-4,8
<i>Coûts de fonctionnement</i>	-1,0	-1,2	-1,3
<i>Investissements évités</i>	+1,9	+2,3	+2,3
<i>Gains pertes non techniques (PNT)</i>	+1,9	+2,5	+1,4
<i>Gains interventions techniques</i>	+1,0	+1,3	+1,3
<i>Gains relatifs à la relève</i>	+0,7	+0,9	+0,9
<i>Gains « réseau »</i>	+0,2	+0,3	+0,3
<i>Total</i>	+0,2	+0,9	+0,0

Source : Enedis

⁴⁵ Les pertes non techniques, appelées aussi pertes commerciales, correspondent à l'énergie consommée par les clients et non facturée. Elles résultent de dysfonctionnements d'équipements, d'anomalies de comptage, d'une mauvaise maîtrise de la facturation ou de l'utilisation frauduleuse de l'énergie. Elles se distinguent des pertes techniques qui sont dues aux effets thermiques et magnétiques dans les câbles et les transformateurs.

⁴⁶ En Italie, ce seul poste a justifié économiquement le déploiement des compteurs.

Pour établir ce bilan, Enedis a recalculé la valeur actualisée nette socioéconomique du projet sur la base d'un taux nominal corrigé par rapport à la prévision de la CRE en 2014⁴⁷. L'analyse réalisée par la CRE en 2014 est ainsi présentée avec ces deux taux d'actualisation.

Concernant les investissements et les coûts de fonctionnement, l'estimation à date a été réalisée à partir notamment du réalisé 2014-2022. Les coûts d'investissements sont inférieurs à la prévision et l'estimation des coûts de fonctionnement est légèrement supérieure. Les investissements évités, les gains relatifs aux interventions techniques, au relevé et aux gains « réseau » sont en ligne avec l'attendu. L'estimation à date de la valeur économique de ces gains reprend ainsi la prévision initiale.

En revanche, la réalisation de l'ordre de 50 % des volumes de gain de PNT attendus se situe très en-deçà de l'objectif. L'estimation à date de la valeur économique de ces gains s'appuie une mise à jour de l'effet prix (du coût unitaire moyen d'achat des pertes) et de l'effet volume (trajectoire de volumes de PNT). Cette situation a d'ailleurs conduit Enedis à mettre en œuvre un plan d'action, notamment devant la hausse des présomptions de fraude.

3.1.3 Les bénéfices escomptés de la maîtrise de la demande d'énergie et de l'amélioration de la concurrence

S'agissant de la production, le gain devait s'élever à 1,3 Md€₂₀₁₄, les économies sur les investissements, réalisées par une maîtrise de demande de pointe obtenue par la mise en œuvre de l'effacement, en constituant le principal facteur. Pour les fournisseurs, le gain était estimé à 0,8 Md€₂₀₁₄, ce gain résultant quasi-exclusivement du lissage des pics de demande permettant d'éviter le surcoût auquel ils sont confrontés lorsque le prix d'achat sur le marché de gros excède le prix de revente au consommateur.

C'est au niveau des consommateurs que devait se situer le gain le plus important, avec un montant considérable de 9,7 Md€₂₀₁₄, partagé entre la baisse de la consommation résultant de la maîtrise de la demande de l'énergie, pour 2 Md€₂₀₁₄, et une masse indifférenciée et mal justifiée de 7,7 Md€₂₀₁₄ provenant de l'amélioration du marché de détail.

Les analyses de sensibilité montraient toutefois une très grande fragilité des gains nets attendus en matière de MDE qui variaient très fortement en fonction des hypothèses retenues. La Cour concluait ainsi que « *si l'analyse économique est robuste au niveau de la distribution, elle l'est moins pour les autres acteurs, particulièrement les consommateurs* ». Les gains attendus de l'amélioration de la concurrence étaient plus affirmés que démontrés.

⁴⁷ le taux d'actualisation : le taux à prendre en compte est de 3,2 % réel (*i.e.* hors inflation) comme préconisé par France Stratégie dans son Guide de l'évaluation des investissements publics (https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-guide-evaluation-i-taux_dactualisation-23novembre-final.pdf) versus 7,25% nominal (*i.e.* y compris inflation) retenue par la CRE en 2014.

3.2 Des gains établis par le régulateur, en deçà des objectifs, qui se répercutent sur les tarifs d'acheminement

Les gains d'exploitation attendus au périmètre de l'activité de distribution d'Enedis étaient liés à :

- la réduction des pertes non techniques : réduction des fraudes et des erreurs de facturation (1,9 Md€) ;
- la diminution des coûts de relève : substitution de la relève à pied par la télérelève (0,7 Md€) ;
- la diminution du coût des petites interventions qui deviennent téléopérables (1 Md€) ;
- dans une moindre mesure, la baisse des pertes techniques, et un progrès sur la durée des coupures grâce notamment à une meilleure connaissance du réseau.

3.2.1 Des gains hors pertes non techniques supérieurs aux bénéfices attendus

A l'échelle d'Enedis, les prévisions de gains hors pertes non techniques, c'est-à-dire les réductions des coûts liés à la relève, aux interventions et les autres gains sont supérieures aux gains attendus dans le plan d'affaires de 2014 : +38 M€/an à horizon de fin 2024 et un gain cumulé de 114 M€ sur la période 2017-2024.

Tableau n° 13 : Gains Linky hors pertes non techniques sur 2017-2024 (réalisé et prévisionnel))

En M€ courant	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Impact OPEX (plan 2014 retraité)	-77	-104	-76	-21	66	126	143	153	209
Impact OPEX (réalisé/demande Enedis TURPE 6)	-66	-65	-43	-37	40	131	174	188	323
Écart	11	38	33	-13	-25	7	34	38	114

Source : CRE

Un impact négatif signifie un surcroît de dépense par rapport au scénario inertiel. À l'inverse, un impact positif signifie une économie des charges d'exploitation par rapport au scénario inertiel.

Par ailleurs, l'utilisation du système Linky pour améliorer l'exploitation du réseau permettra à l'avenir de générer d'autres gains. Dans le modèle d'affaires initial en 2014, les gains prévus, difficilement chiffrables à l'époque, étaient relativement minimes. Néanmoins, ils représentent un potentiel non négligeable s'ils sont la traduction de développements mis en œuvre de façon généralisée notamment (par exemple les expérimentations autour de la maintenance prédictive).

3.2.2 Des objectifs non atteints en matière de pertes non techniques.

Les gains liés à la réduction de ces dernières constituaient un poste important du projet. Dans le budget prévisionnel du projet Linky arrêté en 2014, la cible initiale de baisse des PNT permises par les compteurs évolués était de 3 TWh par an depuis le début du déploiement. Cette cible devait être atteinte aux termes du déploiement de masse en 2021.

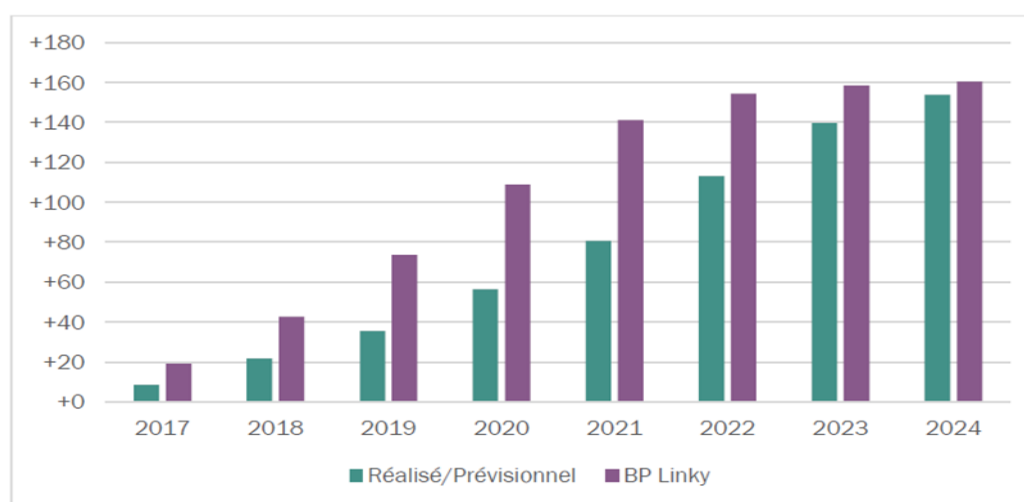
L'objectif d'une réduction des PNT de 3 TWh par an est conservé dans la délibération de la CRE du 21 janvier 2021 sur le TURPE 6, applicable à compter du 1^{er} août 2021 en principe pour quatre ans, mais il est renvoyé à 2025. En pratique, la diminution des pertes non techniques a atteint 1,4 TWh par an fin 2021 et s'est poursuivie en 2022, correspondant à environ 2,2 TWh par an. Parallèlement a été constatée une augmentation de la fraude, comme en atteste l'augmentation significative des ouvertures de compteurs à partir de fin 2022, et correspondant fin 2023 à 1,7 TWh supplémentaires par an. Selon Enedis, la cible de réduction des PNT de 3 TWh/an reste pertinente mais son atteinte nécessite le déploiement de l'ensemble des outils de pilotage du réseau.

Tableau n° 14 : Gains du programme Linky au titre des pertes non techniques

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Impact PNT (plan 2014 retraité)	19	43	74	109	141	154	158	160	859
Impact PNT (réalisé/demande Enedis TURPE 6)	9	22	36	56	81	113	140	154	609
Écart	-11	-21	-38	-52	-61	-41	-19	-7	-249

Source : CRE

Graphique n° 7 : Comparatif des gains de charges liées aux PNT avec le plan d'affaires de 2014



Source : CRE

Sur la période de 2017 à 2024, l'estimation de la CRE, réalisée en 2020, conduisait à un écart de 249 M€ entre les gains attendus dans le plan d'affaires de 2014 (859 M€) et les gains réalisés et attendus par Enedis (609 M€). La CRE devra procéder à une actualisation de cette estimation dans le cadre de la préparation du TURPE 7.

L'augmentation de la fraude a été observée, à partir de mi-2023 dans plusieurs pays d'Europe, probablement en lien avec la hausse significative des prix de l'énergie. En 2023, Enedis a évalué son coût à 275 M€ (225 M€ d'achat d'énergie et 50M€ d'acheminement non facturé). S'il n'empêche pas la fraude, le programme Linky en facilite au moins la détection : grâce au système communicant, 150 000 compteurs ayant fait l'objet d'une intervention frauduleuse ont été identifiés de façon quasi-certaine. Un plan d'action a été lancé par l'entreprise pour que l'ensemble des pertes non techniques, dont la fraude, n'entravent pas les objectifs initiaux. La mise en œuvre de ce plan, accompagnée de mesures de renforcement du contrôle interne, devra faire l'objet d'une attention particulière par Enedis.

3.2.3 Une répercussion dans les tarifs des réseaux

La bonne performance d'Enedis en matière d'investissements permet en partie de réduire l'impact de cet investissement. C'est aussi le cas des dépenses de fonctionnement générées par la phase de déploiement, également prises en compte dans le calcul du TURPE. Au fur et à mesure du déploiement, la CRE a cherché à s'assurer de la concrétisation dans le tarif des gains générés sur les charges de fonctionnement d'Enedis.

Pour la période du TURPE 5, soit du 1^{er} août 2017 au 31 juillet 2021, les pertes électriques d'Enedis - techniques et non techniques - ont représenté environ 24 TWh par an pour un montant annuel moyen de 1,1 Md€ sur la période. Ce montant représente environ 13 % des charges annuelles d'Enedis, soit 20 % des charges d'exploitation annuelles hors péage RTE. La régulation incitative de la CRE ne portait que sur le volume global des pertes, sans distinction.

Pour le TURPE 6, en vigueur depuis le 1^{er} août 2021, soit pendant une période postérieure au déploiement de masse des compteurs évolués et permettant à Enedis d'en concrétiser les gains, la CRE a proposé de faire évoluer la détermination du volume de référence des pertes du réseau en distinguant pertes techniques et PNT. Elle a défini un volume de référence global pour les pertes d'Enedis, composé à hauteur de 45 % de PNT et de 55 % de pertes techniques. Le volume de référence pour les PNT est calculé via un taux de référence appliqué à la consommation brute annuelle sur le réseau d'Enedis. Ce volume de référence est applicable dès 2021.

Pour la période du TURPE 6, il est évalué comme indiqué dans le tableau n°14 et sert de base à la régulation incitative d'Enedis au titre des PNT.

Tableau n° 15 : Trajectoire de taux de référence de PNT pour la période du TURPE 6

	2021	2022	2023	2024
<i>Taux de pertes de référence</i>	2,9%	2,8%	2,6%	2,5%
<i>Volume de PNT résultant (TWh)</i>	10,9	10,3	9,8	9,4

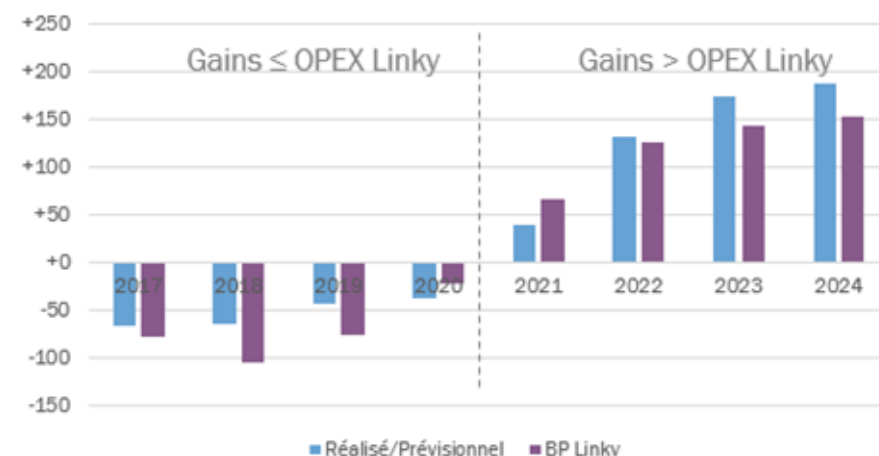
Source : CRE

Dans sa délibération du 21 janvier 2021 définissant le TURPE 6, la CRE a présenté le bilan des gains réalisés et prévisionnels sur la période 2017-2024 par rapport aux gains initialement prévus au périmètre d'Enedis.

Comme évoqué *supra*, les prévisions de gains, hors PNT (soit les réductions des coûts liés à la relève, aux interventions et les autres gains) figurant dans le plan d'affaires présenté par Enedis, sont supérieures aux gains attendus dans le plan d'affaires de 2014 : +38 M€/an à fin 2024 et un gain cumulé de 114 M€ sur la période 2017-2024.

Le plan d'affaires Linky de 2014 prévoyait un effet positif de Linky sur les charges d'Enedis de 153 M€ en 2024, la mise à jour de ces prévisions, réalisée dans le cadre des travaux TURPE 6, évalue cet effet à 188 M€ comme on le voit dans le graphique ci-après :

Graphique n° 8 : Gains Linky hors PNT



Source : CRE

L'impact négatif (période 2017-2020) signifie que les gains générés par Linky ne suffisent pas à couvrir le surcroît de charges d'exploitation (OPEX) spécifique à Linky. A l'inverse, l'impact positif constaté à partir de 2021) signifie une économie des charges d'exploitation supérieure à celles générées par Linky, se traduisant par un gain par rapport au scénario sans le déploiement de Linky.

Les gains de charges d'exploitation apportés par le programme Linky sont en croissance sur la période du TURPE 6. À la fin de cette période, en 2024, Linky permettra une diminution des charges d'exploitation de 231 M€ /an par rapport à 2019, soit un gain de 5 % des charges

d'exploitation d'Enedis. Ces gains expliquent à eux seuls le fait que la trajectoire des charges d'exploitation d'Enedis soit orientée à la baisse pendant le TURPE 6.

Les objectifs globaux du plan d'affaires Linky de 2014 ne sont toutefois pas atteints dès lors qu'on y intègre les PNT. En effet, les gains liés à la réduction de ces dernières constituaient un poste important du projet (avec un objectif initial de réduction de - 3 TWh/an à horizon 2021). Cette trajectoire tient compte, comme l'a demandé Enedis, des délais incompressibles pour pouvoir agir sur le volume de pertes non techniques après leur détection. Sur cette base, Enedis a estimé pouvoir atteindre l'objectif de réduction des PNT de 3 TWh à partir de 2025. Le respect de cet objectif reste à vérifier à travers le cadre de régulation des charges liées à la compensation des pertes pendant la période du TURPE 6.

Ainsi, les gains de charges liées aux PNT, sont progressifs sur la période TURPE 6 et atteignent 118 M€/an en 2024 par rapport à 2019 (3 % des charges d'exploitation d'Enedis).

Au final, ce sont environ 1 Md€ de charges qui seront économisés sur la période du TURPE 6 de 2021 à 2024.

Dès la période du TURPE 7 (2025-2028), selon les estimations de la CRE réalisées en 2021, les gains devraient atteindre un montant annuel d'environ 350 M€/an, en ligne avec les prévisions initiales. Il est souhaitable qu'un bilan détaillé du programme Linky soit réalisé dans le cadre de la préparation du TURPE 7, et plus généralement à chaque élaboration des tarifs d'acheminement. Un tel bilan, systématique et régulier permettra d'analyser les trajectoires de gains restant à réaliser notamment sur les pertes non techniques (fraudes ou erreurs de comptage par exemple). La CRE devra veiller à une présentation claire et synthétique des économies associées et des gains qui en résultent pour le consommateur.

3.3 Des effets bénéfiques pour la gestion des réseaux

3.3.1 Des gains en matière de réclamations et d'interventions à distance qui bénéficient aux fournisseurs et aux consommateurs

En complément des gains attendus à la maille d'Enedis, un certain nombre de gains étaient attendus pour la collectivité, en particulier pour les consommateurs finals et les fournisseurs. Parmi ces gains potentiels figuraient :

- Pour les fournisseurs :
 - des gains sur les coûts liés au service client grâce à la diminution des réclamations relatives à la facturation ;
 - des gains via la possibilité de développer des offres innovantes à travers notamment la mise en place de « calendriers fournisseurs » (i.e. la possibilité de moduler des périodes tarifaires pour le consommateur en dehors des périodes « classiques » telles que les offres « Week-End » ou « Super Creuses » déjà proposées par certains fournisseurs) ;
- Pour les clients :
 - des gains faisant suite à une meilleure maîtrise de la demande d'énergie, grâce à une connaissance plus fine de la consommation notamment ;

- des gains générés par la capacité de Linky de réaliser des interventions à distance (via les télé-opérations), impliquant une baisse des prix de certaines prestations pour le consommateur et la fin de la présence au domicile lors des interventions.

Il est d'ores et déjà possible de constater les gains relatifs à la diminution des réclamations ainsi qu'à la possibilité de réaliser des télé-opérations.

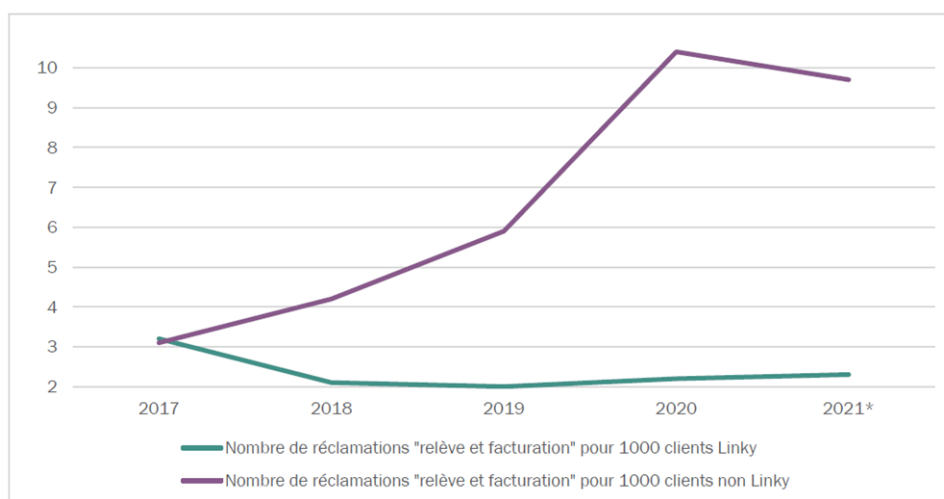
3.3.1.1 Des réclamations en baisse

L'évaluation du projet Linky prévoyait des gains liés au traitement des réclamations du fait d'une facturation sur la base d'index réels télérelevés (*i.e.* relevés tous les mois à distance) qui diminue le risque d'erreur et de contestation.

Dans le cadre du suivi de la régulation incitative de la qualité de service d'Enedis, les données relatives aux réclamations « facturation et relève » ont d'abord montré un rebond des réclamations à partir de 2017 (+19 % entre 2017 et 2020). Cette situation s'explique par la correction d'anomalies de relève ou contractuelles à la suite de la pose des compteurs ainsi que par l'envoi de courriers au client par Enedis afin de redresser/régulariser les consommations des clients sans relève réelle depuis plus de 14 mois⁴⁸.

Mais, les clients équipés de compteurs Linky génèrent cinq fois moins de réclamations que les clients non équipés (en 2020, 2,2 réclamations pour 1 000 clients Linky contre 10,4 réclamations pour 1 000 clients non Linky), malgré les réclamations liées à la pose du compteur. Les fournisseurs ont confirmé avoir constaté un apaisement de la relation client sur le sujet de la facturation.

Graphique n° 9 : Évolutions comparées des taux de réclamation



Source : CRE

⁴⁸ Courrier dit « LTE » : procédure mise en place à la suite de l'article 202 de la loi de transition énergétique du 17 août 2015.

La CRE devra s'assurer que cette situation perdure. Elle a d'ailleurs renforcé, pour la période TURPE 6, le cadre incitatif relatif au traitement des réclamations (exigences accrues de délai et qualité de traitement).

3.3.1.2 Des gains liés aux interventions à distance

Si elle est difficilement chiffrable, la possibilité offerte par Linky de réaliser des interventions à distance (télé-opérations), représente un gain significatif pour le consommateur dont la présence n'est plus requise lors de l'intervention (modifications de puissance souscrite, changement de formule tarifaire d'acheminement).

Les prestations sont par ailleurs plus rapides : pour les prestations téléopérées, le délai standard est d'un jour à la suite de la demande du fournisseur ou de l'utilisateur contre, par exemple, un délai de cinq jours pour une prestation de mise en service sur raccordement existant sans Linky. Elles sont aussi plus souples (possibilité de moduler sa puissance souscrite au pas de 1 kVA qui permet de mieux refléter l'appel de puissance sur le réseau) et moins chères (Linky a permis de baisser le tarif des prestations devenues tout ou partie téléopérables).

Linky permet également d'accéder à des prestations nouvelles. La CRE a fait évoluer le catalogue de prestations d'Enedis pour que le consommateur tire bénéfice de la télé-opération. Dans sa délibération du 3 mars 2016⁴⁹, la CRE a ainsi introduit des nouvelles prestations dans le catalogue des GRD en lien avec la transmission de données permises par les compteurs évolués (transmission, consultation ou mise à disposition d'historique de consommation).

Enfin, Enedis est en mesure d'intervenir à distance sur les compteurs pour les programmer en mode production qui permet, en plus de la consommation, de mesurer les flux d'injection des installations d'autoconsommation souhaitant injecter leur surplus de production sur le réseau. Suite à sa délibération du 1er juillet 2021⁵⁰, la CRE a introduit cette faculté au titre des prestations gratuites relatives à la mise en service (contre un tarif d'environ 41,8 € HT auparavant).

En 2020, Enedis a réalisé près de 25 millions de prestations téléopérables, dont seules 0,3 % ont nécessité une intervention sur site. En termes de gains pour le consommateur, on peut classer les prestations en trois catégories :

- celles qui n'étaient pas facturées avant Linky mais pouvaient nécessiter une intervention (25 %) : il s'agit d'un gain direct à l'échelle du distributeur (diminution des interventions), répercuté sur le TURPE (prestation de changement de fournisseur par exemple) ;
- celles qui étaient facturées à l'acte avant Linky et qui ont fait l'objet d'une baisse de leur tarif à la suite de Linky (35 %) : il s'agit d'un gain direct pour le client (prestation de mise en service sur raccordement existant par exemple). Sur la période 2017-2021, compte tenu de la baisse progressive du tarif de la prestation présentée *supra*, la CRE estime un gain global de près de 83 M€ ;

⁴⁹ Délibération de la CRE du 3 mars 2016 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution

⁵⁰ Délibération de la CRE du 1er juillet 2021 portant décision sur les prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité

- celles qui apportent un nouveau service à la demande (40 % - en particulier l'activation de la collecte des courbes de charge).

3.3.2 Le pilotage des appareils gros consommateurs d'électricité

On retrouve ici l'opposition entre les gains obtenus grâce aux innovations tarifaires du marché et ceux obtenus par l'intervention volontariste du gestionnaire de réseau au titre de l'intérêt général, voire ceux obtenus par le simple bon sens des consommateurs.

Le pilotage ou la limitation de puissance de certains appareils pour décaler leur consommation est une mesure essentielle pour passer les pointes à moindre coût et protéger le réseau. Les contrats d'effacement avec les industriels, qui contribuent largement au lissage de la pointe, y contribuent mais ce sont des instruments qui préexistaient à l'ouverture du marché.

Les contrats d'effacement diffus avec des particuliers sont aujourd'hui quasiment inexistants, soit du fait des contraintes techniques, soit du fait de la difficulté à chiffrer les gains *ex ante* dans une offre commerciale difficilement comparable à une offre à prix fixe ou à prix indexé sur les tarifs réglementés de vente (TRV). Dans ce dernier cas, l'innovation commerciale se limite à l'innovation de l'entreprise publique sur qui pèse l'obligation de proposer les TRV.

L'asservissement des ballons d'eau chaude, pré-réglés pour fonctionner en heures creuses, en est un autre exemple⁵¹. Il faut noter que de telles mesures ne conduisent pas à des économies d'énergie puisque la consommation en kWh est identique avec une courbe de charge décalée. Ce pilotage peut conduire à des économies financières pour le consommateur qui dispose d'un contrat à tarification différenciée selon les heures de consommation. Mais là encore, il faut noter que la tarification heures creuses/heures pleines existait bien avant Linky.

L'asservissement des appareils par les fournisseurs plutôt que par le gestionnaire de réseau est théoriquement possible en exploitant la téléinformation client (TIC) de Linky mais les retards de développement des émetteur radio wifi (ERL) compatibles avec Linky pour relayer les signaux n'ont pas permis à ces services de se développer à ce stade.

Enfin, si Linky permet bien l'activation d'un effacement diffus, certains acteurs regrettent un manque de réactivité du système au pas horaire. En effet, le délai entre la décision de procéder à l'effacement et la mise hors tension de certains équipements en aval des compteurs, serait de six heures. Si les fournisseurs s'orientaient vers une gestion de l'effacement par des « box énergie » gérées par internet, il faudrait aussi s'interroger sur la tarification de ce service puisqu'il n'utiliserait pas la TIC de Linky qui est « gratuite » au sens où son coût est déjà intégré au TURPE.

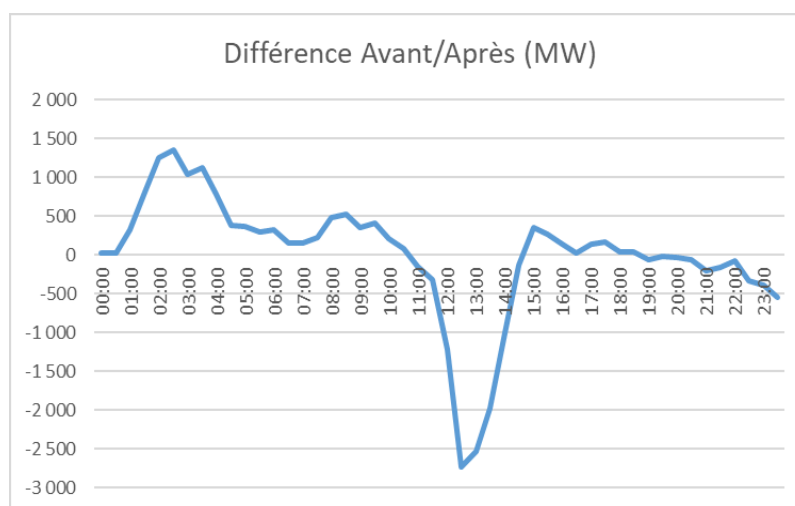
Enedis relève que les mesures exceptionnelles prises à la demande des pouvoirs publics pendant l'hiver 2022-23 ont permis de lisser la pointe de manière efficace en effaçant ou en plafonnant la consommation de l'eau chaude sanitaire. Des actions ont pu être menées par

⁵¹ Dans les zones non interconnectées (ZNI), le pilotage par le réseau des ballons d'eau chaude et, à l'avenir, des recharges de véhicules électriques est largement répandu à l'initiative du gestionnaire de réseau dans le cadre des programmes de MDE. Pourtant, on parle de clients qui sont hors marché, les offres de détail étant limitées aux TRV avec un fournisseur public unique. Le lien que certains font entre le pilotage de ces appareils et « l'innovation » du marché » est donc plus que ténue.

Enedis sur les 4,2 millions de clients bénéficiant d'une offre de fourniture avec Heures Creuses Méridiennes afin de désactiver le contact sec pilotable du compteur Linky entre 11h et 15h30.

L'usage du ballon d'eau chaude sanitaire (ECS) était coupé sur la plage méridienne pour décaler la recharge pendant les Heures Creuses de nuit. L'efficacité de l'opération a été clairement démontrée, avec un effet global de baisse de puissance électrique de 2,5 GW à 12h30 pendant l'hiver.

Graphique n° 10 : Évolution du profil de puissance des 4,2 millions clients au cours des hivers 2022/2023 et 2023/2024



Source Enedis :

Dans la même ligne, Enedis a menée le 15 février 2024 à la demande des pouvoirs publics⁵² une expérimentation de « Limitation Temporaire de Puissance » (LTP) sur un échantillon de 118 000 clients résidentiels équipés d'un compteur Linky, dans le Puy de Dôme. Le dispositif a consisté à limiter temporairement la puissance électrique de l'installation à un niveau fixé à 3 kVA pour une période de 2h maximum par client au sein des périodes de pointe d'un jour ouvré (7h-9h ; 9h-11h ; 18h-20h). Selon les premières analyses, une diminution de l'ordre de 20 à 25% du pic de consommation a été observée pour chaque tranche horaire.

Ce type d'interventions pourrait être généralisé pour gérer l'équilibre offre-demande par modulation de la consommation en cas de tensions fortes sur le système électrique.

En conclusion, force est de constater que ces initiatives, qui ont été fort utiles pendant les derniers hivers, relèvent de décisions des pouvoirs publics et du gestionnaire de réseau, ce qui n'est pas surprenant puisque leur bénéficiaire principal est le réseau lui-même, le but poursuivi étant un objectif d'intérêt général et non l'intérêt immédiat du consommateur.

⁵² Décret n°2023-1368 du 29 décembre 2023

3.3.3 L'amélioration de la qualité et de la gestion des réseaux de distribution

3.3.3.1 Une meilleure connaissance du réseau

Le projet dit « Linky Réseau » a permis la mise en place opérationnelle de plusieurs solutions « *smart grids* » aujourd'hui industrielles comme la géolocalisation plus rapide et à distance des pannes sur le réseau, permettant d'envoyer une équipe de dépannage plus rapidement sur site. Enedis a également développé un outil de maintenance préventive par calcul de probabilité d'incidents grâce à l'intelligence artificielle.

Sur un réseau électrique soumis à des aléas et des incidents pouvant survenir sur le réseau haute tension, moyenne tension ou encore basse tension, il n'est pas possible de mesurer globalement l'impact de Linky sur le critère B⁵³. Il est par contre possible de l'estimer à plusieurs minutes, avec des exemples de gains sur certains incidents BT de 20mn. À partir de 2025, les données de Linky seront utilisées pour calculer le critère B.

Linky est également utilisé pour mieux connaître le comportement des utilisateurs du réseau qui évoluent avec la transition énergétique, d'améliorer la cartographie du réseau et d'équilibrer les phases du réseau triphasé. Il permet ainsi de mieux dimensionner le réseau.

3.3.3.2 Une gestion du réseau facilitée

Grâce à une meilleure connaissance du réseau et des flux, Linky permet l'intégration des énergies renouvelables. Par conception, Linky assure un comptage dans les deux sens, soutirage et injection. Le même compteur est donc utilisé pour les sites de consommation comme les sites de production. En pratique, cela permet l'utilisation d'un compteur unique, en injection et en soutirage, là où les consommateurs qui souhaitent être aussi producteurs d'électricité devaient s'équiper de deux compteurs, ce qui renchérisait le coût du raccordement. L'ADEME estime que « *cette fonctionnalité devrait faciliter les nouveaux modèles de développement du photovoltaïque, tels que l'autoconsommation ou la vente de surplus* ».

Pour un client consommateur qui devient producteur, il suffit à distance de le signaler dans le programme interne du compteur Linky déjà en place pour mettre en œuvre la mesure de l'injection. C'est pourquoi de nombreux sites consommateurs basse tension sont devenus autoconsommateurs par simple déclaration, sans travaux supplémentaires pour Enedis. En 2023, on comptait 440 000 autoconsommateurs raccordés au réseau exploité par Enedis.

Linky est également essentiel au développement de l'autoconsommation collective. Il permet en effet le calcul du partage de l'énergie produite par la communauté au bénéfice des participants. Il y en déjà plus de 300 aujourd'hui pour près de 4 000 participants et 600 sites de productions.

⁵³ Indicateur de qualité utilisé par les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui rend compte des durées moyennes annuelles de coupure sur le réseau (hors événements exceptionnels)

3.3.3.3 Une contribution à la stabilité du système électrique :

Pendant l'hiver 2022-2023, les compteurs Linky ont contribué au maintien de l'équilibre offre-demande d'électricité afin d'éviter d'avoir recours à des coupures exceptionnelles lors du pic de consommation de milieu de journée. Les compteurs Linky ont permis de suspendre, entre le 15 octobre et le 15 avril 2023, le signal d'enclenchement automatique des compteurs lié aux heures creuses méridiennes pour les usages électriques pilotés par le contact sec du compteur, principalement les ballons d'eau chaude. Cette mesure efficace a permis d'économiser environ 2,4 GW en milieu de journée tout au long de l'hiver. L'État et RTE ont réactivé ce dispositif pour l'hiver 2023-2024.

À la demande de l'État, Enedis expérimente un nouveau dispositif permis par les compteurs Linky et visant à diminuer le risque de coupures temporaires : la limitation temporaire de puissance, dispositif visant à réduire temporairement, pour une période de deux heures maximum par client, les usages électriques en préservant un niveau minimal d'alimentation pour les usages de base. En cas de généralisation, ce dispositif pourrait être mis en œuvre lors de situations tendues sur le réseau (signal EcoWatt orange ou rouge). À l'issue de cette expérimentation, l'État, RTE et Enedis évalueront l'efficacité du dispositif afin de déterminer s'il y a lieu d'intégrer cette nouvelle mesure parmi les dispositifs de sauvegarde existants.

3.4 **Un bilan décevant en matière d'innovations commerciales pour la fourniture d'électricité**

3.4.1 **Les innovations attendues et leurs liens avec le marché**

Linky avait pour objectif, dans son volet « marché », de permettre aux fournisseurs en concurrence de développer des offres innovantes susceptibles d'apporter des gains, notamment financiers, aux consommateurs. Le terme général d'« innovation » vise plusieurs dispositifs, parfois assez peu innovants, qu'on peut classer en trois catégories :

- l'information du consommateur sur le détail de sa consommation afin de l'inciter à faire des économies d'énergie ;
- le pilotage, par le réseau ou le fournisseur, de certains appareils gros consommateurs d'électricité pour décaler leur consommation hors des périodes de pointe ;
- la modulation tarifaire horaire afin d'inciter le consommateur à décaler volontairement sa consommation hors pointe pour réduire sa facture d'électricité.

Ces « innovations » sont de natures très différentes. La première est sans lien avec les offres tarifaires innovantes que pourraient proposer les fournisseurs en exploitant la technologie Linky et n'a d'ailleurs qu'un rapport lointain avec la libéralisation du marché.

En effet, les incitations aux économies d'énergie (extinction des lumières, des appareils en veille, diminution de la température du chauffage électrique, etc...) ne sont pas une découverte du marché. On peut d'ailleurs relever qu'il y a peu d'exemples de marchés concurrentiels sur lesquels les vendeurs demandent à leurs clients de réduire leurs achats. En

toute hypothèse, les conseils pour faire des économies viennent de différentes sources : les associations de consommateurs, le Médiateur de l'énergie, l'ADEME, les pouvoirs publics, les gestionnaires de réseaux, etc... Tous invitent les clients à faire des économies d'énergie pour réduire leur facture et, au passage, réduire l'empreinte carbone du parc de production. Linky peut certes y contribuer en permettant de mieux détailler les factures mais on peine à voir dans cette contribution technique une « innovation » du marché concurrentiel.

Les fournisseurs alternatifs interrogés par les rapporteurs (Anode) ont pourtant mentionné au premier rang des services rendus aux consommateurs, l'information sur leur consommation et les conseils d'économie d'énergie. L'un d'entre eux a même indiqué que sa première contribution consistait à vérifier que le client avait souscrit un abonnement à la bonne puissance. Le fait de passer d'une puissance de 9 kVA à 6 kVA ne faisant gagner que 3€/mois, on espère que ce genre de conseil n'est pas facturé. En toute hypothèse, on n'imagine pas que les autorités européennes et nationales avaient en tête ce type « d'innovation » quand elles ont décidé de prendre une directive pour imposer l'installation de nouveaux compteurs.

3.4.2 La modulation tarifaire horosaisonnière

Le signal prix constitue également un levier potentiel pour inciter les consommateurs à des comportements plus vertueux. La libéralisation du marché de détail devait ainsi permettre l'apparition de périodes tarifaires plus sophistiquées que les périodes « classiques » telles que les offres heures pleines/ heures creuses ou les offres Tempo déjà proposées par les TRV.

La CRE constate toutefois que le déploiement massif de Linky ne s'est pas accompagné de l'apparition de nouvelles offres tarifaires attractives et que très peu de fournisseurs utilisent les fonctionnalités innovantes de Linky comme les 10 index disponibles pour les fournisseurs (au-delà des quatre index distributeurs HP/HC été/hiver) ou la fonctionnalité de pointe mobile qui permet d'envoyer des signaux tarifaires beaucoup plus fins que les classiques HP/HC et potentiellement beaucoup plus proche du temps réel.

S'agissant de la pointe mobile, selon Enedis, les offres de fourniture de type « Effacement Indissociable de la Fourniture » dites EIF (au sens de l'article R271-2 du code de l'énergie) se développent et représentent plus de 1,1 millions de clients en février 2024, notamment sous l'effet de l'obligation de mise à disposition d'offres à tarification dynamique à compter du 1^{er} juillet 2023 pour les fournisseurs de plus de 200 000 clients.

Par ailleurs, dans le cadre du nouvel appel d'offres effacement (AOE) 2024 de RTE dont les contrats ont débuté au 1er janvier 2024, trois fournisseurs (EDF, Octopus Energie, Total Energies) ont été retenus pour le volet EIF pour un volume total de 22 MW. Toutefois, les principales offres commercialisées à ce jour sont les abonnements TEMPO qui représentent encore plus de 95% des volumes, avec une croissance forte et continue (700 000 clients TEMPO début 2024 contre 200 000 à mi-2022).

On comprend que ces offres dont les effets sont difficiles à maîtriser et qui nécessitent une discipline particulière du consommateur pour apporter tous leurs bénéfices soient plus faciles à promouvoir auprès des clients professionnels que des ménages. Mais la promesse d'une large diffusion auprès du grand public était l'un des objectifs poursuivis par la directive. On peut d'ailleurs s'interroger sur l'ampleur des bénéfices potentiels de telles offres pour les ménages.

Le principal levier de décalage de la consommation électrique hors pointe concerne les appareils asservis et thermostatés (ECS, chauffage) et à l'avenir la recharge des véhicules électriques. En dehors de ce périmètre, on touche à des comportements individuels et le premier handicap des offres à prix variables est que les économies financières promises dépendent du comportement de l'utilisateur. Or les consommateurs individuels seront surtout sensibles à la perspective de gains financiers significatifs ou à des menaces de pénalités dissuasives.

Cette situation ne correspond pas à la réalité des usages domestiques (hors appareils pilotés en heures creuses). Les simulateurs de consommation consultables en ligne affichent, pour un usage normal en 2024, des coûts approximatifs de consommation électrique de 3€/mois pour un lave-vaisselle, un lave-linge, une plaque de cuisson ou un four. L'intérêt pour le système électrique de décaler leur usage pour diminuer la puissance appelée en pointe est réel mais il s'agit d'un intérêt collectif. En revanche l'intérêt financier personnel du consommateur à s'imposer cette contrainte est moins évident.

À titre d'exemple, une séance de repassage avec un fer électrique ordinaire de 2 400 W peut représenter une consommation de 1 kWh, soit un coût de 25 cts d'euro. À quel prix une offre commerciale « dynamique » devrait-elle facturer ce kWh, en plus ou en moins des 25 cts, pour que le consommateur accepte de décaler son travail domestique dans le but de « faire des économies » sur sa facture d'électricité ? Et comment l'informer à l'avance de la plage horaire sur laquelle il devra travailler ?

Le second handicap, qui découle en partie du premier, est que les offres dynamiques ne sont pas comparables entre elles *ex ante*, avant d'être souscrites. Malheureusement, elles ne le sont pas non plus *ex post* une fois qu'on les a utilisées. En effet, l'espoir mis dans les bienfaits de la concurrence est que les calendriers heures creuses/heures pleines des fournisseurs soient personnalisés et que leurs modulations tarifaires soient différentes. Pour être efficaces, ces offres devront être pénalisantes si l'utilisateur respecte mal les incitations tarifaires. C'est donc le comportement de l'utilisateur qui générera ou non les économies annoncées dans les publicités. Il est donc difficile de les comparer entre elles pour faire son choix.

Par contraste, le succès des offres à prix fixes dans tous les pays tient au fait qu'elles sont faciles à comparer préalablement au choix du fournisseur.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

La rentabilité économique initiale attendue du projet Linky était légèrement positive au périmètre du distributeur, le projet étant largement justifié par des externalités positives pour les autres parties intéressées, notamment les consommateurs et les fournisseurs. La multiplicité des objectifs assignés à ce programme en a facilité la justification a priori.

Même si tous les gains d'efficacité associés au déploiement des compteurs Linky ne sont pas encore à la hauteur des prévisions initiales, des bénéfices ont pu être constatés à l'issue de la phase de déploiement de masse : diminution des coûts de relève (substitution de la relève à pied par la télérelève) et des petites interventions qui deviennent téléopérables, baisse des pertes techniques, réduction des fraudes et des erreurs de facturation.

Une partie de ces gains est immédiatement rétrocédée au consommateur ou au fournisseur à travers la baisse du coût de certaines prestations. Les autres gains ont été intégrés sous forme d'une trajectoire de baisse des charges d'exploitation couvertes par le tarif de distribution d'Enedis. Il est encore trop tôt pour apprécier si cette trajectoire couvrira

l'ensemble des charges d'investissements à l'issue de la durée du programme. La CRE devra veiller à en faire une présentation régulière, en particulier à l'occasion de l'élaboration du TURPE 7.

Les effets positifs des compteurs communicants sont observables en matière de connaissance et de gestion des réseaux de distribution, en permettant notamment l'intégration des énergies renouvelables en autoconsommation. La stabilité du système électrique s'en trouve également améliorée à travers la contribution des compteurs à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité lors de périodes de tension.

Certaines externalités positives attendues du programme s'avèrent néanmoins décevantes, notamment en matière de maîtrise de la demande d'énergie par les usagers. S'agissant des innovations commerciales pour les consommateurs et les fournisseurs, elles n'ont pas suivi le déploiement des compteurs, mais d'autres facteurs ont pu concourir à des résultats en deçà des attentes (comme l'évolution des prix de l'électricité).

ANNEXES

Annexe n° 1.	Liste des sigles	52
Annexe n° 2.	Éléments de comparaison internationale sur les modalités de déploiement des dispositifs évolués de comptage électrique.....	53

Annexe n° 1. Liste des sigles

AOF :	appel d'offre effacement
ADEME :	agence de la transition écologique
ANFR :	agence nationale des fréquences
Anses :	agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail
ANSSI :	agence nationale de sécurité des systèmes d'information
BAR :	base d'actifs régulés
BT :	basse tension
CMPC :	coût moyen pondéré du capital
CRE :	commission de régulation de l'énergie
CRL :	compte de régularisation et de lissage
CSTB :	centre scientifique et technique du bâtiment
ECS :	eau chaude sanitaire
ELD :	entreprise locale de distribution
ERDF :	électricité réseau distribution France
ERL :	équipement radio Linky
GRD :	gestionnaire de réseau de distribution
HTA/BT :	haute tension A/basse tension
INERIS :	institut national de l'environnement industriel et des risques
LTP :	limitation temporaire de puissance
MDE :	maîtrise de la demande d'énergie
PNT :	pertes non techniques
RTE :	réseau de transport d'électricité
TIC :	télé information client
TRV :	tarifs réglementés de vente
TURPE :	tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Annexe n° 2. Éléments de comparaison internationale sur les modalités de déploiement des dispositifs évolués de comptage électrique

La directive du 13 juillet 2009⁵⁴ relative aux règles communes du marché de l'électricité avait prévu que, pour les États où la mise en place de compteurs communicants avait donné lieu à une évaluation favorable, au moins 80 % des clients devraient en être équipés en 2020. Parmi les 23 pays de l'Union européenne ayant pris une décision sur le déploiement des compteurs communicants, huit ont prévu de ne pas les déployer ou de ne le faire que pour certains consommateurs : l'Allemagne, la Lettonie, la Slovaquie, la Belgique, la Lituanie, le Portugal, la République tchèque et la Slovaquie.

L'Italie, avec la Suède, a été précurseur des compteurs communicants, puisque leur déploiement, débuté en 2003, a été achevé en 2011. L'objectif principal du dispositif italien était la réduction des fraudes. Les technologies mises en œuvre sont les mêmes que celles d'Enedis, à la différence près que la liaison entre les concentrateurs et le système central se fait par réseau téléphonique fixe. L'équilibre économique du projet, qui représentait un investissement de 2,1 Md€, était particulièrement bon puisque Enel, le principal opérateur, l'avait rentabilisé dès 2011.

En Allemagne, l'étude technico-économique en 2013 a conclu que le scénario visant un objectif de 80 % de compteurs en 2020 n'était pas équilibré économiquement pour l'ensemble des consommateurs. Ainsi, l'Allemagne a décidé de ne déployer des compteurs communicants que chez les consommateurs pour lesquels cela se justifie particulièrement (30 % des consommateurs) : dans les nouveaux bâtiments ou les bâtiments rénovés, pour les usagers consommant plus de 6 000 kWh par an et les consommateurs qui sont aussi producteurs avec les énergies renouvelables. Il faut cependant noter que la situation est différente de celle de la France car la distribution est gérée par 900 opérateurs, rendant difficilement envisageable une mutualisation.

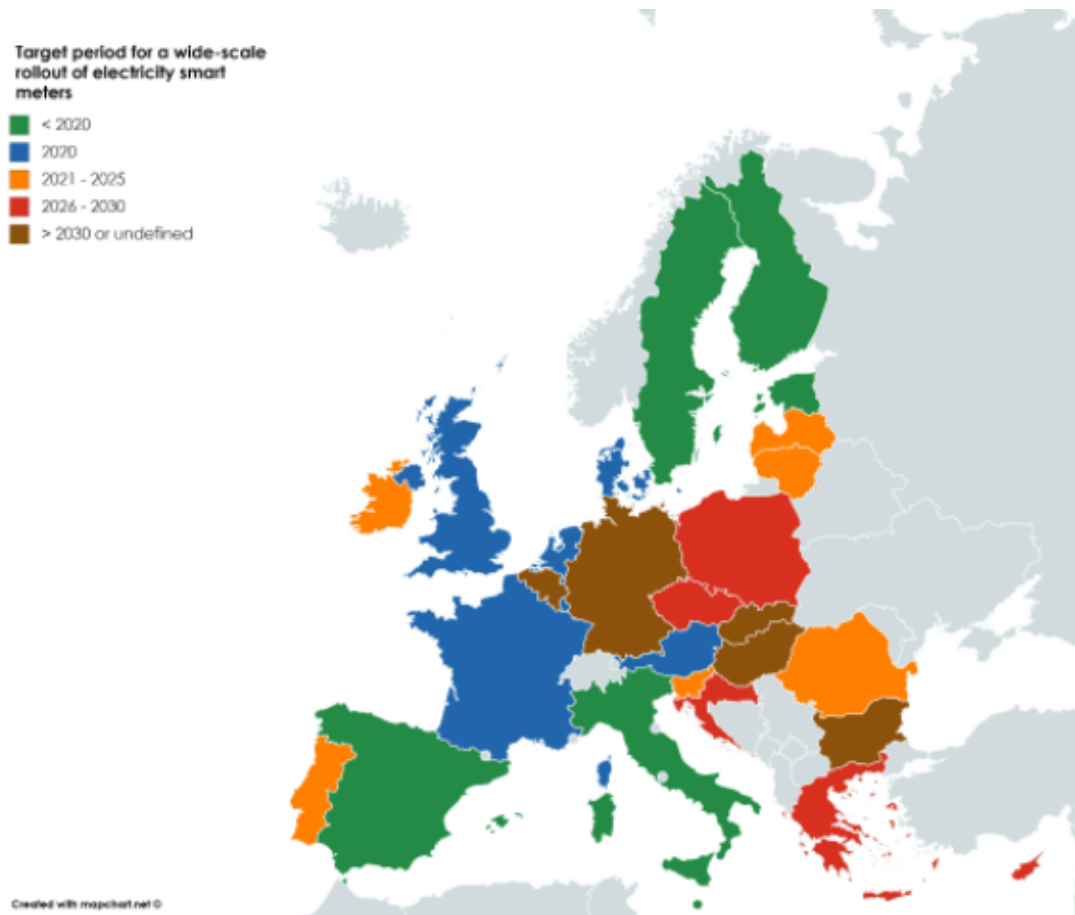
L'objectif européen a été modifié par la directive du 5 juin 2019⁵⁵, qui prévoit désormais que les États membres concernés doivent veiller au déploiement sur leur territoire de systèmes intelligents de mesure en fixant un calendrier, avec des objectifs sur une période de dix ans maximum, de telle sorte que 80 % des clients finals soient équipés de compteurs communicants, soit dans un délai de sept ans à compter de la date de cette évaluation favorable, soit d'ici 2024 pour les États membres ayant entamé le déploiement systématique de systèmes intelligents de mesure avant le 4 juillet 2019.

Une étude de parangonnage de la Commission européenne publiée en 2019 a montré que sept États européens – Suède, Finlande, Italie, Estonie, Malte, Espagne et Danemark – avaient lancé un programme de déploiement massif visant l'équipement en compteurs évolués de 80 % des clients finals avant l'année 2020. Le programme de déploiement massif en France fixait un objectif de 90 % de compteurs évolués pour les clients finals au 31 décembre 2021.

⁵⁴ Directive 2009/72/CE

⁵⁵ Directive 2019/44/UE

Graphique n° 11 : Calendrier-cible de déploiement des compteurs électriques évolués dans les États de l'Union européenne



Source : Commission européenne, Benchmarking smart metering deployment in the UE-28, final report, décembre 2019.

Le tableau ci-après montre l'état du déploiement des compteurs d'électricité intelligents à la fin de 2022. Treize pays ont un taux de pénétration des compteurs communicants de 80 % ou plus. Cependant, de nombreux marchés n'ont pas encore mis des compteurs communicants à la disposition de leurs consommateurs.

(1) Disponibilité des compteurs communicants d'électricité dans les pays de l'UE en 2022

<i>Pays</i>	Part des ménages consommateurs finaux disposant de compteurs intelligents en 2022	80 % des consommateurs équipés en 2020	Temps d'utilisation avec différenciation des prix de l'énergie	Prix de l'énergie en temps réel/heure	Contrôle à distance de la consommation (p. ex. pompes à chaleur télécommandées, etc...)	Tarification de l'électricité heures de pointe
<i>Suède</i>	100,0 %	Complet		x	x	
<i>Danemark</i>	100,0 %	Complet	x	x		x
<i>Finlande</i>	99,9 %	Complet		x	x	
<i>Estonie</i>	99,8 %	Complet		x		
<i>Espagne</i>	99,0 %	Complet	x	x		
<i>Norvège</i>	99,0 %	Complet		x	x	x
<i>Luxembourg</i>	98,5 %	Complet				
<i>Lettonie</i>	98,0 %	Complet		x	x	x
<i>Italie</i>	97,5 %	Complet	x			
<i>France</i>	92,0 %	Complet	x		x	x
<i>Malte</i>	92,0 %	Complet				
<i>Slovénie</i>	91,9 %	Complet	x	x	x	x
<i>Pays-Bas</i>	88,7 %	Complet	x	x		
<i>Portugal</i>	73,0 %	En 2023	x			
<i>Autriche</i>	68,4 %	En 2024	x	x	x	
<i>Royaume-Uni</i>	56,0 %	En 2024	x	x		
<i>Irlande</i>	56,0 %	Aucune loi nationale ne le prévoit (en dépit d'une décision positive de déploiement)	x			
<i>Belgique</i>	22,4 %	Après 2024	x			
<i>Croatie</i>	19,0 %	Sans objet (pas encore de décision positive de déploiement)				
<i>Pologne</i>	18,7 %	Après 2024	x			
<i>Slovaquie</i>	15,1 %	En 2021		x		
<i>Lituanie</i>	12,3 %	Aucune loi nationale ne le prévoit (en dépit d'une décision positive de déploiement)	x	x		

CONTROLE DE SUITE SUR LE DEPLOIEMENT ET L'UTILISATION DES COMPTEURS LINKY

Pays	Part des ménages consommateurs finaux disposant de compteurs intelligents en 2022	80 % des consommateurs équipés en 2020	Temps d'utilisation avec différenciation des prix de l'énergie	Prix de l'énergie en temps réel/heure	Contrôle à distance de la consommation (p. ex. pompes à chaleur télécommandées, etc...)	Tarification de l'électricité heures de pointe
<i>Hongrie</i>	7,3 %	Aucune loi nationale ne le prévoit (en dépit d'une décision positive de déploiement)				
<i>Bulgarie</i>	0,0 %	Pas de réponse				
<i>Chypre</i>	0,0 %	Après 2024				
<i>République Tchèque</i>	0,0 %	Pas de décision positive de déploiement)				
<i>Allemagne</i>	0,0 %	Pas de réponse	x	x	x	
<i>Grèce</i>	0,0 %	Déploiement reporté (procédure de passation de marchés publics a été contestée).				

Source : Conseil des régulateurs européens de l'énergie (Council of European Energy Regulators, CEER) - 2023