



sey|78
SYNDICAT D'ENERGIE
DES YVELINES

**CONCESSION D'ÉLECTRICITÉ
DU SYNDICAT D'ENERGIE DES YVELINES**

**RAPPORT DE CONTRÔLE 2014
(données 2013)**



SYNDICAT D'ENERGIE DES YVELINES
6 rue des Artisans
78760 JOUARS PONTCHARTRAIN

Décembre 2014

SOMMAIRE

I - PRESENTATION GENERALE :	5
1).Le cadre juridique.....	5
2) Le contrat de Concession :	6
3) L'organisation du service de l'électricité :	6
II - LE PATRIMOINE EN CONCESSION AU 31/12/2013.....	9
1). Les biens localisés :	9
2) Les biens non localisés :	13
2.1 Les branchements :	13
2.2 Les compteurs:	13
3) Autres éléments du patrimoine :	15
3.1 Les terrains et locaux :	15
3.2 Eclairage public.....	16
III – LA QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ:	17
1).La continuité de fourniture :	17
2) La tenue de tension :	25
3) Les producteurs décentralisés d'électricité :	29
IV - LES TRAVAUX REALISES SUR LA CONCESSION EN 2013	32
1).Bilan des investissements réalisés par le concessionnaire	32
2) Renforcements :	39
3) Renouvellements:.....	39
4) Raccordements et extensions	41
V – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES DE LA CONCESSION :	45
1) Analyse des charges et produits :	45
2) contrôle des VRG	49
3) Estimation du patrimoine :	50
ANNEXES	57

LE MOT DU PRESIDENT :

L'édition 2014 du rapport de contrôle apporte cette année encore la démonstration que c'est la mobilisation de l'ensemble des parties prenantes qui ouvre des voies de progrès au Service Public de l'Energie.



Je tiens ici à remercier nos interlocuteurs de la qualité des échanges qui prévalent entre le SEY et ERDF, pour la bonne exécution du contrat de concession.

Toutefois, cette réussite ne doit pas masquer que des zones de fragilités subsistent sur le terrain et que des questions restent posées à plus long terme sur le niveau d'investissement indispensable au renouvellement des ouvrages. Ainsi, des défis demeurent pour la bonne gestion du réseau électrique :

- Certaines logiques comptables et financières du délégataire au niveau national échappent à la maîtrise territoriale de l'économie du contrat de concession. En conséquence, certaines divergences apparaissent entre le contrôle local dévolu aux collectivités propriétaires du réseau et la gouvernance nationale en ses décisions impactant la gestion locale ;
- La capacité d'investissement doit permettre le maintien de la performance du réseau et notamment la résorption des zones présentant une moins bonne qualité de fourniture.
- La prise en compte des micro-coupures dans l'évaluation réglementaire de la qualité de fourniture reste à étudier.

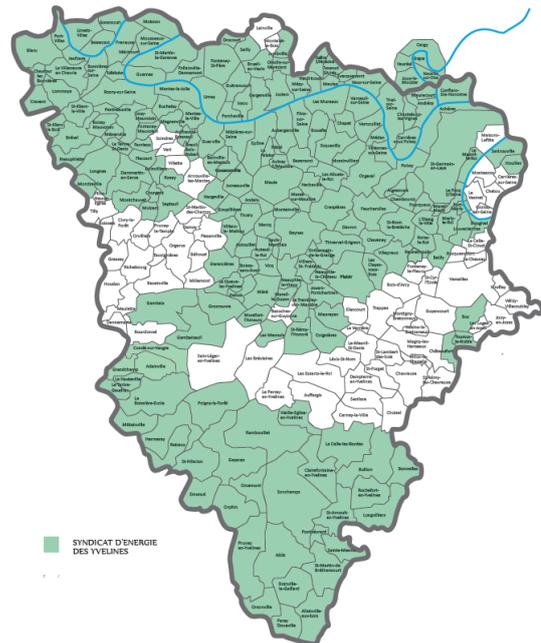
Fort de ses valeurs d'exigences et d'attention aux problématiques rurales et grâce au soutien de l'ensemble des élus et à l'implication de toute son équipe, le SEY entend poursuivre dans les années à venir le déploiement de ses activités et l'amélioration de la qualité de la distribution de l'électricité pour ses 200 communes.

Laurent RICHARD
Président du SEY

I - PRESENTATION GENERALE :

Le SEY est autorité organisatrice du service public de distribution de l'électricité (AODE) et autorité concédante.

Les modalités du contrôle de concession se font sur la base du Compte Rendu d'Activité du Concessionnaire. Le sommaire de ce compte rendu figure en [annexe 1](#). Il est disponible sur simple demande au SEY.



1).Le cadre juridique

L'organisation du service public de distribution d'électricité est placée sous la responsabilité des communes depuis la loi du 15 juin 1906.

La loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz a structuré l'organisation du service de l'électricité autour de l'entreprise EDF sur 95% du territoire.

La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a inscrit la mission de contrôle des collectivités dans le CGCT (article L2224-31) : « *Les autorités concédantes assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité. A cette fin, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire de réseau public de distribution.* »

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 dite loi NOME a créé des conditions permettant l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, conformément aux Directives de l'Europe. Cette loi instaure notamment un dialogue entre les concessionnaires et les autorités concédantes pour la définition des programmes d'investissement : c'est la Conférence Loi NOME.

L'ensemble de ces processus réglementaires est l'occasion de nombreux échanges entre le SEY et ERDF au travers, notamment, de revues de direction régulières. Le contrôle de concession permet à la fois d'échanger avec le concessionnaire sur des pistes de progrès tout en complétant les informations transmises aux services de contrôle du SEY.

2) Le contrat de Concession :

Le SEY a délégué la gestion du patrimoine électrique à ERDF par un contrat de concession signé le 18 décembre 2000. La distribution électrique est régie par ce contrat composé d'une convention de concession, d'un cahier des charges et de 21 avenants au 31/12/2013.

Un contrat de concession est caractérisé par les éléments suivants :

- Une personne publique (le concédant) qui confie, par délégation à une personne physique ou morale, en général de droit privé (le concessionnaire), l'exécution d'un service public y compris les investissements associés,
- Le concessionnaire qui gère la concession à ses risques et périls,
- La durée du contrat est déterminée
- Le mode de financement : le concessionnaire a le droit de percevoir une redevance (prix du service) auprès des usagers.

Sur le territoire du SEY, le concessionnaire est ERDF, entreprise publique filiale à 100% d'EDF. L'état est actionnaire de EDF à 84.5 % (source : comptes consolidés EDF 2013 p58).

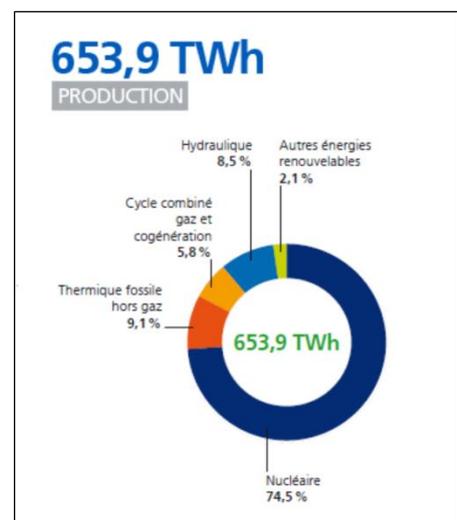
Un arrêté ministériel du 22 avril 1974 classe le département des Yvelines dans son intégralité en régime urbain.

3) L'organisation du service de l'électricité :

Le système électrique est organisé autour de 4 entités :

• La production :

Le groupe Electricité de France (EDF) est la principale entreprise de production d'électricité en France. Depuis 2004, le groupe français est une société anonyme à capitaux publics (Etat à 84.5% du capital). La société intervient sur l'ensemble des métiers de l'électricité. Sa production d'électricité est caractérisée par la prépondérance de l'énergie nucléaire.

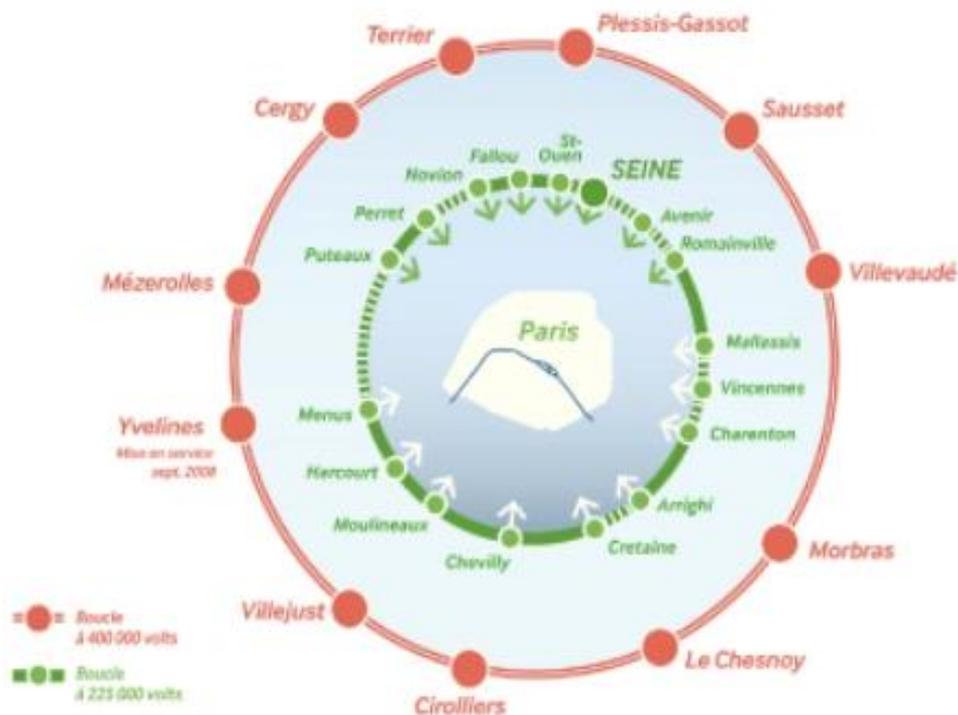


Source : site Internet EDF

• **Le transport**

Le réseau de transport concerne les lignes à haute tension HTB/ très haute tension THT (63 000V à 400 000V). Il est concédé par l'Etat à RTE.

Le réseau électrique de transport en région parisienne :



Transport de l'Electricité en Ile de France
Source : Blog RTE « Au-delà des lignes »

Réseau RTE					
Tension d'exploitation	400 kV	225 kV	90 kV	63 kV	Total
Linéaire	1 349 km	2 514 km	367 km	1832 km	6 062 km
Aérien	1 349 km	1 860 km	321 km	1 338 km	4 868 km
Souterrain	0 km	654 km	46 km	494 km	1 194 km
Nb de postes	12	104	11	48	175

• **Le réseau public de distribution (ERDF et régions d'électricité)**

Le réseau public de distribution d'électricité concerne le réseau HTA (< 50 000V) et BT (< 1 000 V) Ce réseau est concédé à ERDF sur la concession du SEY.

• **La fourniture** (une vingtaine de sociétés privées)



*Les gas différents entre les résidentiels et les professionnels pour GDF Suez.

La liste des fournisseurs d'électricité présents sur le territoire du SEY est présentée en [annexe 5](#).

Le SEY :

Le SEY a été créé en 2000, regroupe 199 communes, dont 194 situées dans le département des Yvelines et 5 dans le Val d'Oise. Il effectue le contrôle de concession du réseau de distribution d'électricité sur son territoire. Pour assurer cette mission, il reçoit une redevance R1 versée par ERDF.



La concession du SEY : les chiffres-clés 2013

199 communes, 990 470 habitants

457 581 clients dont :

- 456 540 usagers BT
- 1 041 usagers HTA

5 103 km de réseaux BT (taux d'enfouissement : 71%)

3 980 km de réseau HTA (taux d'enfouissement : 83%)

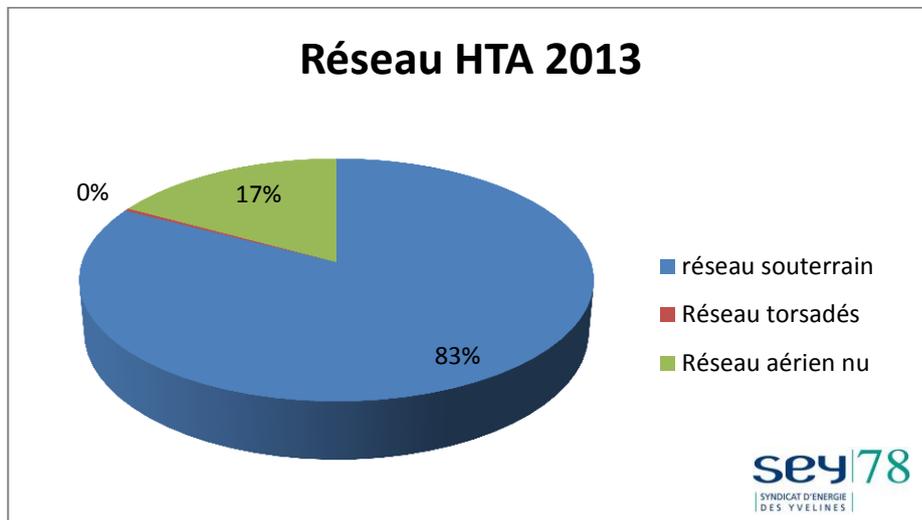
5 028 postes de transformation HTA/BT

En 2014, le contrôle de concession a été fait en interne, sur la base du CRAC 2013 d'ERDF et de 8 fichiers de 300 à 23 000 lignes de données transmises par le concessionnaire (cf en-têtes de colonnes en [annexe 3](#))

II - LE PATRIMOINE EN CONCESSION AU 31/12/2013

1). Les biens localisés :

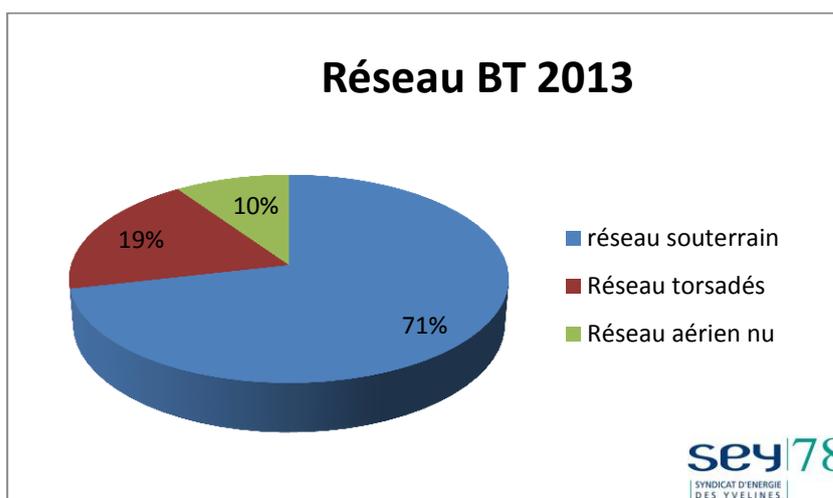
Les réseaux HTA et BT :



Réseau HTA	3980 km
réseau souterrain	3290 km
Réseau torsadés	14 km
Réseau aérien nu	676 km

Taux d'enfouissement HTA :
83 %

Taux moyen national : 44%



Réseau BT	5103 km
réseau souterrain	3643 km
Réseau torsadés	970 km
Réseau aérien nu	490

Taux d'enfouissement BT :
71%

Taux moyen national : 41%

Les postes de transformation

Un poste de transformation comporte essentiellement de l'appareillage et un ou plusieurs transformateurs afin d'assurer les fonctions suivantes :

- Dérivation du courant sur le réseau
- Protection du transformateur coté HTA
- Transformation HTA/ BT
- Protection du transformateur côté BT
- Parfois : comptage d'énergie.

Toutes les masses métalliques du poste sont reliées à la terre.

SEY : 5 028 postes de transformation HTA / BT

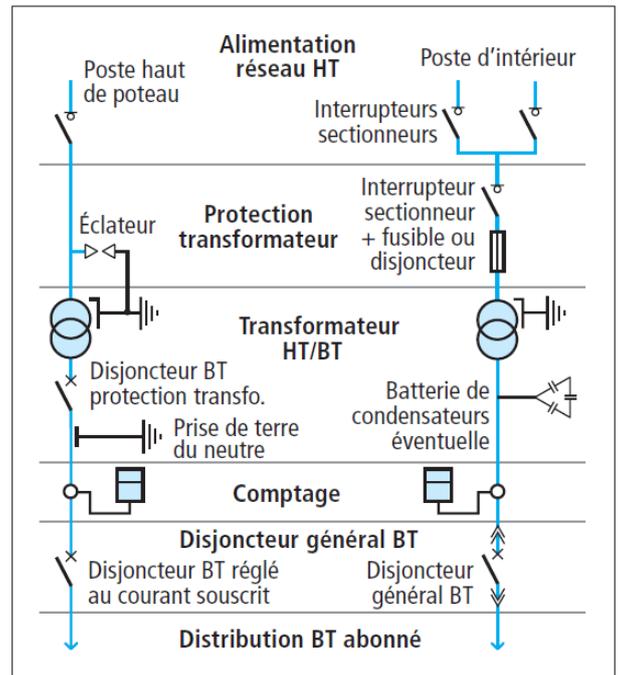
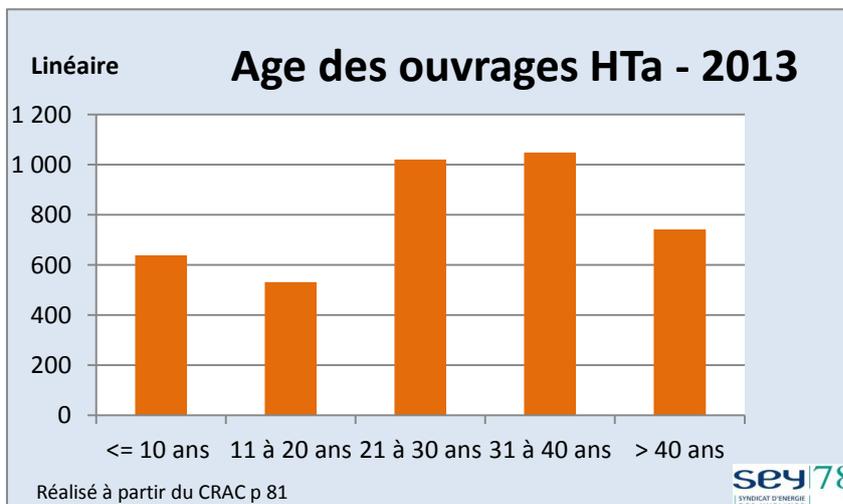


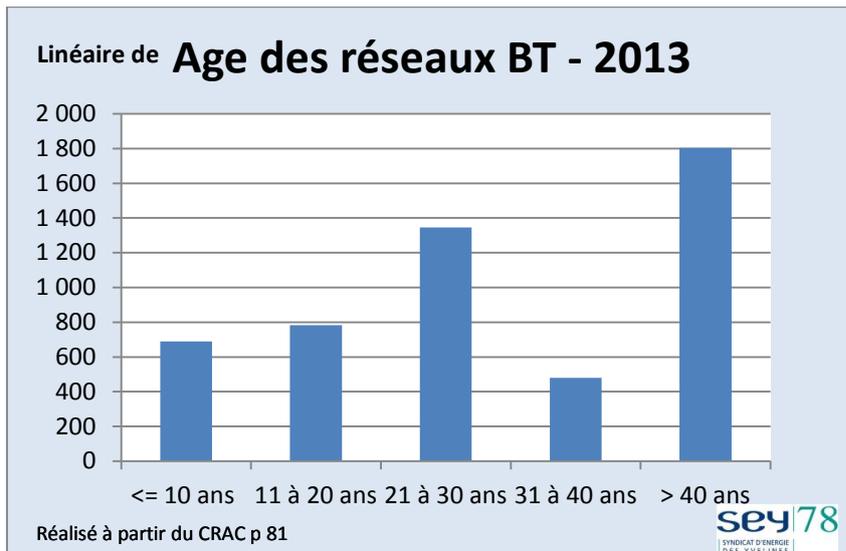
Fig. 1 : Structure générale d'un poste HTA/BT.

Les postes de transformation du SEY représentent **0.66%** des postes HTA/ BT en France. Ce chiffre n'inclut pas les postes de transformation privés, hors concession.

L'âge des réseaux



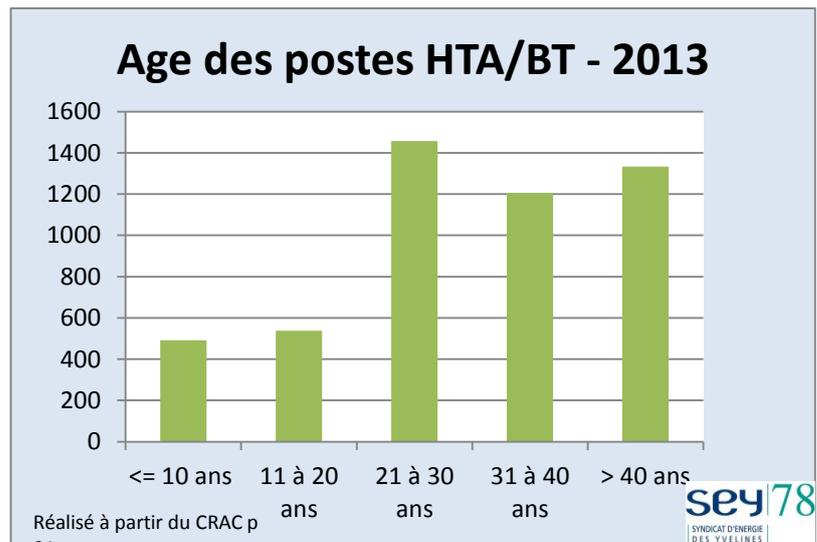
Age moyen :
28 ans



Age moyen :
28 ans

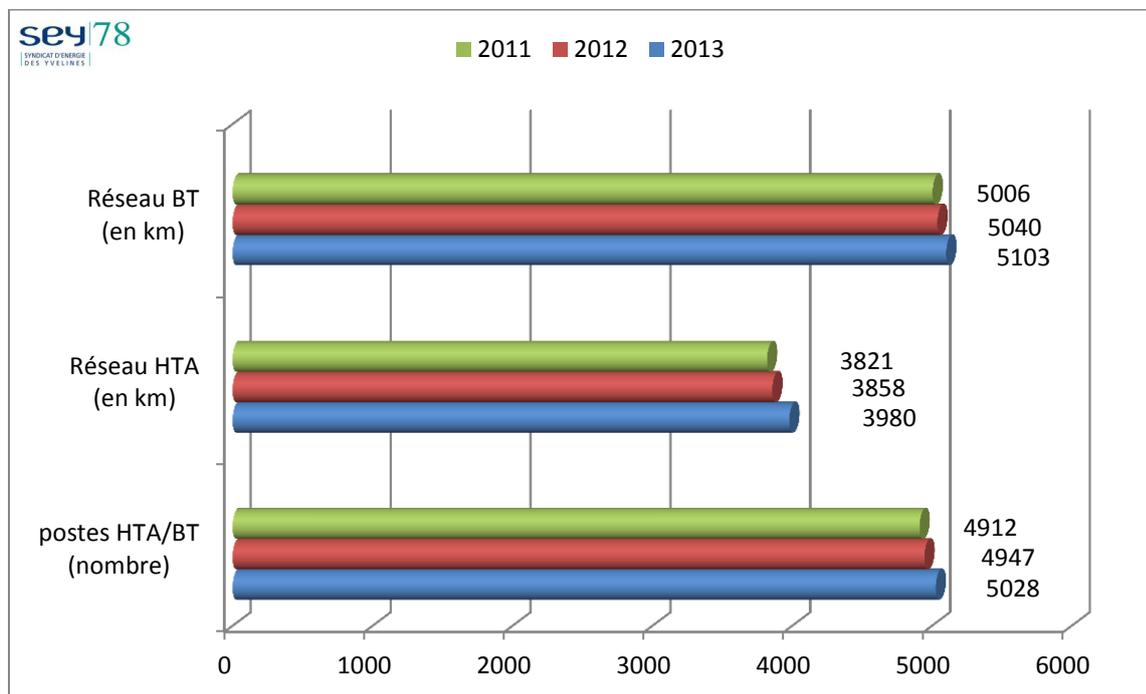
Age des postes de transformation

Age moyen :
29 ans



**9 083 km de
réseau électrique**

Evolution du patrimoine :



Les données sur le patrimoine figurant dans le CRAC 2013 sont cohérentes avec le fichier d'inventaire transmis par ERDF « Réseau 2013 HTA BT Postes ».

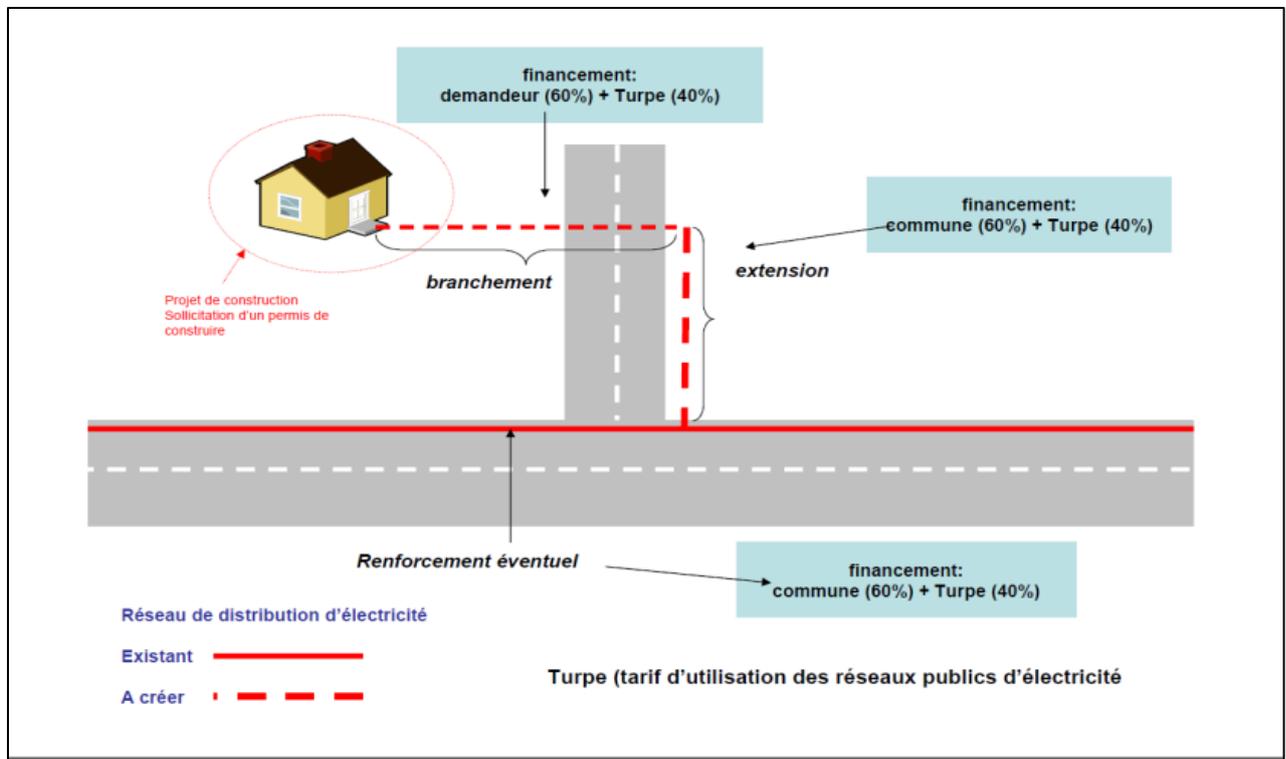
2) Les biens non localisés :

2.1 Les branchements :

Le nombre de branchements est difficile à estimer, on ne connaît que le nombre de travaux de raccordements effectués dans l'année.

Raccordement = branchement + extension (s'il y a lieu)

Le financement des raccordements est fixé par des textes réglementaires qui s'imposent à ERDF, aux communes et aux usagers. Le mécanisme de financement est complexe ainsi que le montre le schéma ci-dessous.



Compte tenu des données disponibles, il n'est pas possible d'établir l'inventaire précis des branchements.

2.2 Les compteurs:

Les dispositifs de comptage sont propriétés des autorités organisatrices, conformément à la loi et au cahier des charges de concession. Pour mémoire, figure ci-dessous un extrait des Conditions Générales de Vente :

6-2 Propriété des appareils de mesure et de contrôle

Les appareils de mesure et de contrôle sont fournis et posés par EDF. Ils font partie du domaine concédé.

En extrapolant à partir du nombre d'usagers desservis sur le territoire du SEY, le réseau de distribution concédé du SEY comprend à minima :

457 581 compteurs

☞ A noter, p 55 du CRAC 2013, ERDF annonce une valeur de remplacement de 32 864 000 € soit 72 € HT par compteur.

☞ Les compteurs représentent 5 % de la valeur du patrimoine concédé.

Compte tenu de leur importance dans le patrimoine électrique, le SEY a demandé à ERDF lors des précédents contrôles de concession une synthèse de la situation des compteurs : statut (location, propriété), nombre, âge, modèles, estimation, nombre d'agents chargés du relevé, modalités d'entretien et de contrôle.

Voici la réponse d'ERDF communiquée en 2013 :

Réponse d'ERDF concernant l'inventaire des compteurs :

- les compteurs ne sont pas localisés par commune et non répertoriés pour le moment dans un système d'information technique (dénombrement, datation, flux de pose et dépose). Ces ouvrages (au vu de leur nombre) sont gérés en masse financière et répartis sur chacune des concessions par le biais de clefs de répartition.
A ce jour, les compteurs sont entrés à l'inventaire (en valeur et non en quantité) par année de mise en service et retirés en masse dès leur fin de vie comptable.
- Concernant les modalités d'entretien des comptages des clients <= 36 kVA : il n'y a pas de remplacement périodique. Les comptages peuvent faire l'objet d'un contrôle ou de vérification des index à la demande du fournisseur ou à notre initiative après signalement lors de la relève.
- Pour information, à l'occasion du déploiement du projet LINKY, les nouveaux compteurs seront identifiés individuellement dans les systèmes d'information de relève. La disponibilité de cette information détaillée rendra possible le suivi financier du stock d'ouvrages et des flux de pose et dépose en comptabilité à la maille communale. La valeur des compteurs détaillée par année de mise en service sera disponible dans les états de contrôles qui seront produits.

Le SEY a demandé à ERDF la transmission du plan de déploiement des compteurs Linky. Celui-ci a été transmis lors de la revue de Direction du 04/11/2014. Le remplacement des 35 millions de compteurs français est en projet. Une première tranche est programmée pour installer 3 millions de compteurs Linky à fin 2016. Cela représente 85 000 compteurs sur le département des Yvelines dont 60 000 sur le territoire du SEY.

Cette évolution devrait permettre à l'avenir la tenue d'un inventaire détaillé par commune (et sa transmission au SEY, en application de l'avenant 22 signé entre ERDF et le SEY le 18/02/2014).



Le SEY note qu'une partie du financement de ces compteurs existait au travers des dotations aux amortissements et des provisions pour renouvellement. Or, celles-ci ont été reprises en 2007 dans la comptabilité générale d'EDF au motif que les compteurs électroniques coutaient moins cher que prévu à renouveler (cf CRAC 2007).

☞ Au niveau national, les associations représentatives des collectivités et des consommateurs ont fait remarquer que cela conduit les usagers à payer 2 fois l'investissement. Pour autant, à ce jour, la CRE, autorité régulatrice nationale, ignore cette ressource dans le plan de financement des compteurs Linky.

3) Autres éléments du patrimoine :

3.1 Les terrains et locaux :

Le cahier des charges de concession mentionne dans son article 7 :

« Pour les ouvrages dont il sera maître d'ouvrage sur le réseau concédé, le concessionnaire pourra à son choix, soit acquérir les terrains et locaux nécessaires, soit les prendre en location, soit en obtenir la mise à disposition (...). Les biens et locaux ainsi acquis feront partie du domaine concédé, et constitueront des biens de retour.

Les baux et contrats correspondants devront contenir une clause réservant les droits de l'autorité concédante à l'expiration normale ou anticipée de la concession et lui seront communiqués par le concessionnaire sur sa demande. »

A la suite des échanges avec le concessionnaire, il a pu être établi que les terrains bâtis et terrains nus utilisés pour l'exploitation sont inventoriés dans les fichiers d'ERDF sous le vocable « Autres biens localisés ». Le concessionnaire a transmis au SEY les codes ETI correspondants :

- A10201 = terrain nu utilisé pour l'exploitation
- A10401 = terrain bâti utilisé pour l'exploitation.

L'ensemble des terrains de la concession représente une valeur de 545 000 € (valeur ERDF), répartis en 435 parcelles de 2m² à 400 m².

3.2 Eclairage public

L'article 2 du cahier des charges intègre dans le périmètre concédé « les circuits aériens d'éclairage publics situés sur les supports du réseau concédé et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau ». Leur maintenance et leur renouvellement sont à la charge d'ERDF, leur établissement ou leur renforcement à la charge de la collectivité.



*Eclairage public sur poteau électrique
à Oinville-sur-Montcient*

En 2012 et 2013, le SEY faisait remarquer que le CRAC n'évoque pas le réseau d'éclairage public faisant partie du domaine concédé, ni les supports du réseau (poteaux béton).

Voici la réponse de ERDF au contrôle de concession 2013 (données 2012) :

Réponse d'ERDF concernant l'éclairage public concédé:

Le CRAC ne distingue pas les réseaux d'éclairage public (...) ne fait pas l'inventaire détaillé des ouvrages. Les réseaux EP en régime DP sont inclus dans les familles canalisations BT aérien et canas BT souterrain.

III – LA QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ:

1). La continuité de fourniture :

La qualité de fourniture de l'électricité est l'élément central du contrôle de concession, à rapprocher du bilan des investissements réalisé par l'autorité concédante dans le cadre de la Conférence Loi NOME.

La qualité de l'électricité est une des missions fondamentales d'ERDF telles que définies par l'article L121.4 du code de l'énergie, ainsi que l'accès non discriminatoire au réseau. La qualité de l'électricité fournie est annoncée comme un enjeu majeur en page 22 du CRAC.

L'Autorité concédante est sur ce point en parfaite adéquation avec le concessionnaire ERDF.

La qualité de l'électricité est encadrée par les textes suivants :

- **décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, modifié** relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application du II de l'article 21-1 de la loi du 10 février 2000 ;

- **Arrêté du 18 février 2010** modifiant l'arrêté d'application du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

- **Article 21** du Cahier des charges de concession.

La continuité de fourniture :

LA NORME =

- Moins de 6 coupures longues (> 3 minutes) dans l'année
- Moins de 35 coupures brèves (1s < T < 3 minutes) dans l'année
- Cumul de coupure doit être inférieur à 13h.

LE RESULTAT =

L'évaluation de la continuité de fourniture a conduit ERDF à définir un critère appelé « critère B » :

Le critère B définit le temps de coupure moyen annuel / usager. Pour chaque interruption de fourniture i (du fait de travaux ou d'un incident sur le réseau), on considère :

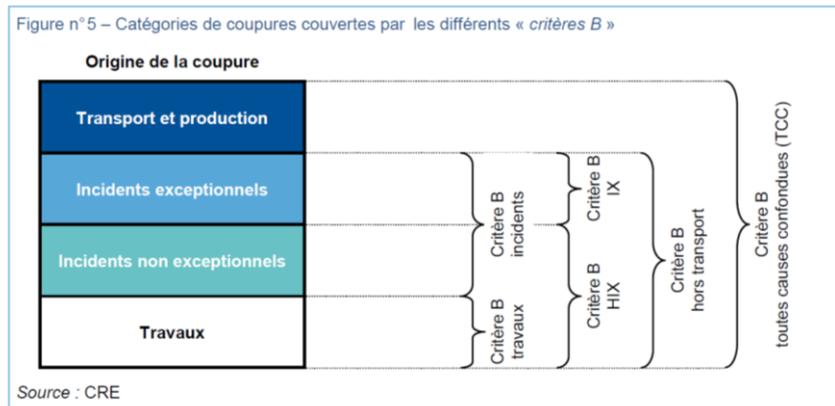
- Le nombre d'utilisateurs coupés N_i ,
- Le temps de coupure T_i ,

$$\text{Critère B} = \frac{\sum N_i T_i}{\text{nombre total d'utilisateurs}}$$

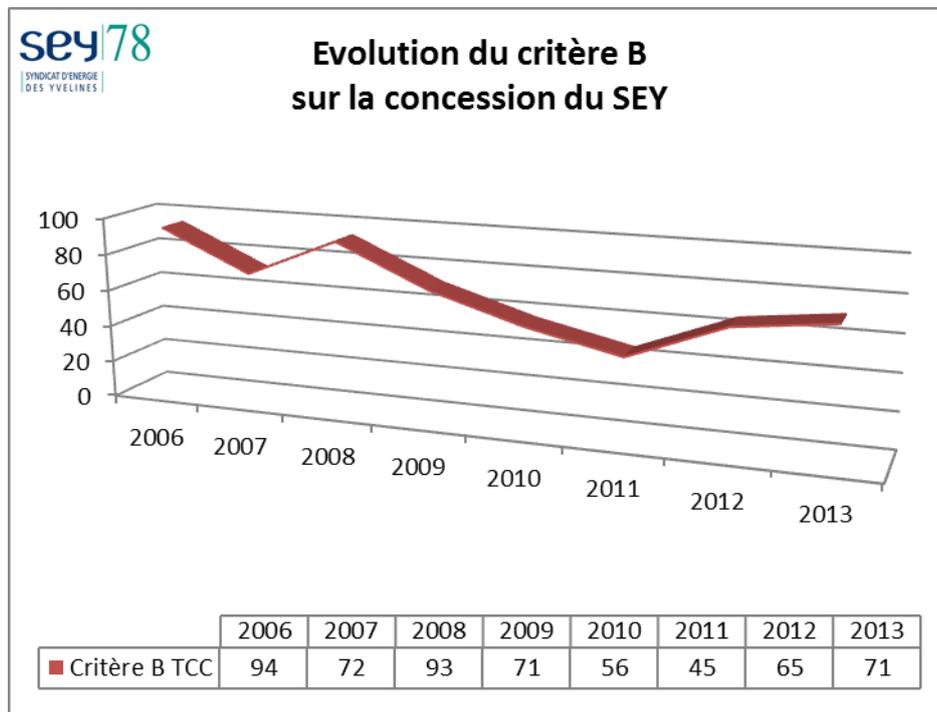
Pour la concession du SEY, il est, en 2013, égal à :

Critère B TCC 2013 = 70.6 min
Critère B HIX 2013 = 62 min

Le SEY avait demandé à ERDF de faire figurer les critères B toutes causes confondues (TCC) et hors évènement exceptionnel (HIX) dans le compte rendu d'activité afin de permettre les comparaisons et analyses, les CRAC mentionnant l'un ou l'autre des critères en fonction des années. Il a été tenu compte de cette demande, les deux indicateurs de qualité figurent désormais dans le CRAC.



Le graphe réalisé ci-dessous retrace l'évolution du critère B toutes causes confondues sur la concession du SEY:



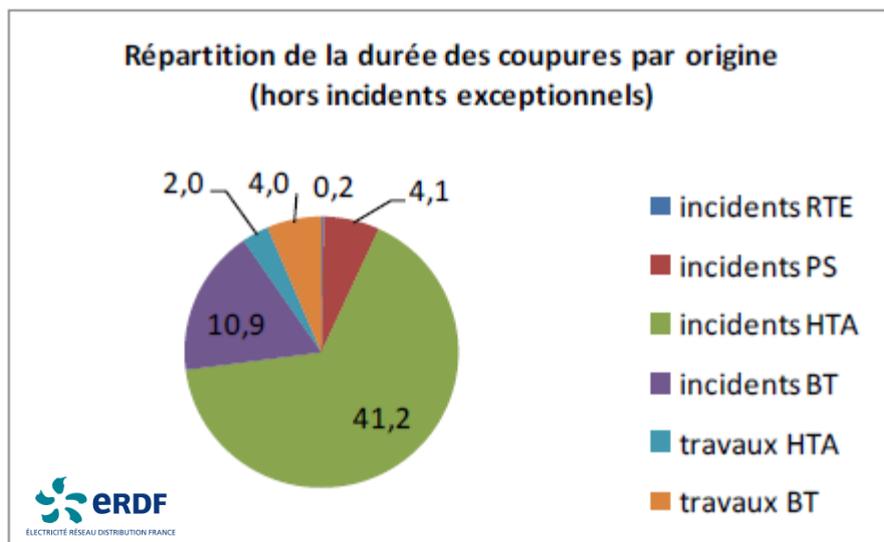
Le SEY observe que la qualité de l'électricité toutes causes confondues après avoir connu une amélioration entre 2008 et 2011, diminue régulièrement depuis

Il est demandé au concessionnaire de s'en expliquer.

Le CRAC évoque en page 22 un incident exceptionnel sur le poste source de Cormeilles, ayant impacté Sartrouville et Houilles avec une incidence de 13.6 minutes sur le critère B HTA.

La cause est la défaillance d'une boîte de jonction dans la galerie de sortie du poste source. La partie Incident a été considérée comme exceptionnelle par ERDF, ainsi que la partie Travaux. Le SEY a interrogé le concessionnaire afin de comprendre pourquoi la part Travaux concernant cet incident est considérée comme exceptionnelle.

De façon plus générale, le graphe présenté par ERDF en page 22 du CRAC montre que l'essentiel du critère B est lié à des incidents sur le réseau HTA :



Nous allons donc examiner plus particulièrement les incidents (et leurs impacts) liés aux points de fragilité du réseau HTA.

Principe :

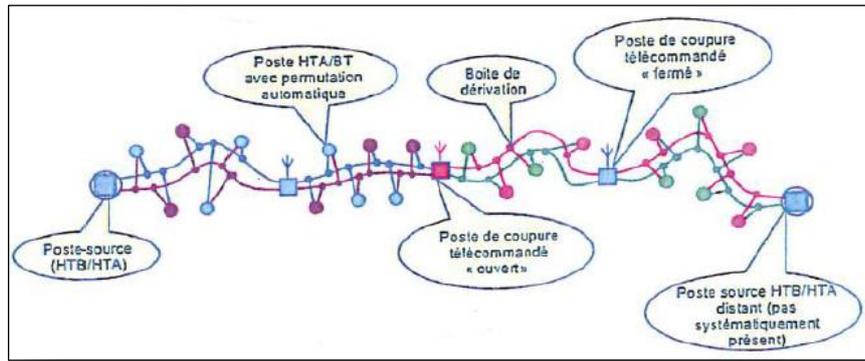
Pour limiter l'impact des coupures, il convient de diminuer la longueur et/ou la charge des départs HTA :

- soit physiquement en créant de nouveaux postes sources ou en dédoublant les départs HTA ;
- soit en installant des organes de coupure télécommandés, permettant de sectionner très rapidement le départ en défaut.

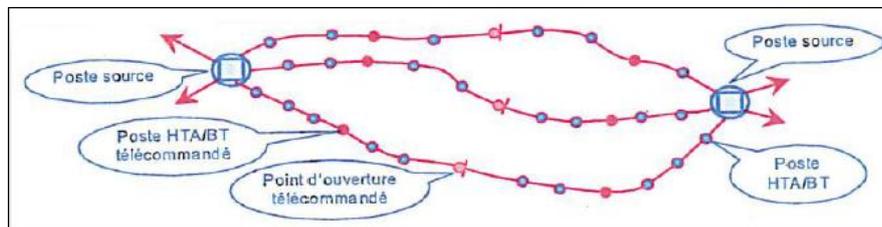
Structure des réseaux HTA :

Pour le département des Yvelines, le réseau HTA présente, selon les zones géographiques, plusieurs niveaux de tension 20, 15, 10 kV et différents types de structure :

- le réseau HTA souterrain en double dérivation :



- le réseau HTA souterrain en coupure d'artère :



Audit de la qualité de l'électricité :

Afin d'analyser la qualité de l'électricité conformément à l'enjeu que cet aspect représente, le SEY a demandé à ERDF la transmission des fichiers détaillés permettant un contrôle approfondi de la qualité de fourniture sur le territoire du SEY :

- le fichier 2013 des interruptions de fournitures (incidents et travaux) HTA
- le fichier 2013 des interruptions de fournitures (incidents et travaux) BT
- Le fichier 2013 des départs HTA en contraintes de tension.
- Le fichier 2013 des départs BT en contraintes de tension.

Des zones d'alimentations des postes sources ont été reprises dans l'excellent audit du cabinet Le Caloch réalisé en 2013 sur les données 2010, 2011 et 2012. Ces zonages permettent d'appréhender la qualité de l'électricité à une maille territoriale plus fine.

Le nom attribué aux zones permet de les situer géographiquement. Il s'agit du nom d'une grande ville, laquelle peut toutefois se trouver en dehors de la concession (par exemples, Versailles ou St Quentin). Pour autant, les seuls incidents et clients situés sur le territoire de la concession ont été pris en compte.

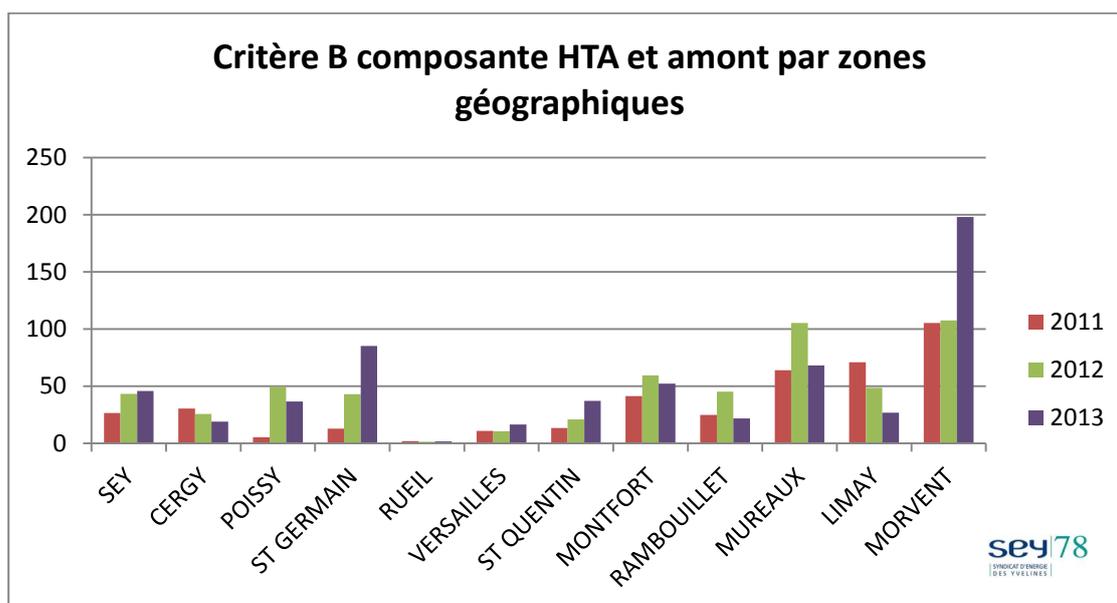
ZONES	Cergy	Poissy	St Germain	Rueil	Versailles	St Quentin	Montfort	Rambouillet	Mureaux	Limay	Morvent
Postes sources concernés	Puiseux	Nourottes	Cormeilles	Argenteuil	Versailles	Elancourt	Montfort	Rambouillet	Mureaux	Limay	Morvent
	Breval	Poissy	Pecq	Nanterre	Louveciennes	saules	Richebourg	Epernon	Marais	Magnanville	
	Haute Borne	Herblay		Rueil		La Verrinerie		Biron	Groux		
	Cergy					Merantais					
						St Aubin					

Le nombre d'usagers par postes sources a ensuite été établi à partir des données trouvées sur le fichier CTL-OHTA-008 transmis par ERDF.

On peut observer, à partir de ce fichier, que les postes sources les plus « chargés » en usagers de la concession sont :

Poste source	Nb d'usagers SEY
Nourottes	53 703
Cormeilles	52 378
Le Pecq	44 164
Elancourt	39 549
Limay	38 061
Mureaux	37 707

Construit à partir des fichiers OHTA-008 V1 des départs HTA et CTL-CF-007 des interruptions longues HTA et amont V2, le graphe suivant présente la continuité de fourniture liée à la HTA par zone.



On constate que la qualité en proche banlieue parisienne est très bonne (autour de Rueil, le critère B HTA est à 5 mn). Une nette amélioration sur les Mureaux et Limay.

Un mauvais critère B HTA est observé autour de la zone géographique de MORVENT autour de la commune de Bonnière sur Seine dans le nord ouest du Département, pour la 2^e année consécutive -au moins.

La situation dans les zones de Morvent et Saint Germain-en-Laye a, à priori, empiré.



La zone desservie par le poste source de Morvent est identifiée comme fragile : il est demandé à ERDF de détailler les actions correctives en cours pour résorber cette situation.

L'examen du fichier CTL-CF-007 des interruptions longues liées à la HTA et AMONT permet d'identifier les principaux incidents : il comporte 473 incidents, une ligne par incident. Le fichier indique le nombre de clients coupés (Ni), la durée de chaque coupure (Ti), la date, l'heure et différentes informations permettant d'analyser les causes des dysfonctionnements.

Les incidents principaux présentés ci-dessous sont ceux dont le produit « nombre de clients de la concession » * « durée de la coupure » est supérieur à 2 000 000 dans le fichier CTL-CF-007 :

Poste source (départ)	Date	Durée	cause
CORMEILLES (départ 2A23 Sartrouville)	09/03/2013	38 h	Jonction de transition HTA rétractable à froid (synthétique/ papier) : usure
ELANCOURT (départ Templ4)	31/01/2013	4 h	poste source : autre installation HTA ou BT-défaillance protection
MAGNANVILLE (départ Tertre)	12/03/2013	60 h	Armement – Effet anormal par tempête de neige ou de givre
MORVENT (départ Montfort)	14/08/2013	16 h	Ligne aérienne, rupture des conducteurs nus Alu par usure naturelle
NOUROTTE (départ Feuger)	22/12/2013	70 h	Rupture de conducteurs nus par chute d'arbre (vent)

On peut noter d'importants travaux effectués sur Limay et Les Mureaux, ayant probablement contribué à l'amélioration de qualité observée entre 2012 et 2013. Les importants travaux d'élagage sur le réseau HTA de Magnanville ont également contribué à cette amélioration (62 km de lignes HTA traitées sur Magnanville, CRAC page 35).

La basse tension :

Le critère B sur la BT est tout à fait honorable sur la concession du SEY : il représente 24% du critère B HIX en 2013.

Si l'on considère le rapport 2010 de la CRE sur la qualité de l'électricité il est indiqué en page 21 que les réseaux en BT ne possèdent pas les capteurs nécessaires au report, ou même à l'enregistrement et à la comptabilisation des coupures dues aux défauts de ces réseaux. Dans ces

cas, le temps de coupure est comptabilisé à partir des appels des utilisateurs. Il convient donc de nuancer le constat supra :

La modalité de calcul du « critère B » a, donc, tendance à minorer le temps de coupure dû aux défaillances des réseaux en BT.

Le SEY souligne que les micro-coupures ne sont pas prises en compte dans l'évaluation de la qualité de la fourniture (du fait de la réglementation) : seules les interruptions de fourniture de plus d'une seconde sont comptabilisées.

Or, la vie moderne voit se multiplier les horloges, machines et process de productions ultra-sensibles, micro-ordinateurs, tablettes et autres technologies de l'information qui sont très sensibles à la qualité de l'électricité, que ce soit en continuité de fourniture ou en valeur de tension.



Hargeville

De nombreuses plaintes de Maires et d'usagers remontent au SEY et ont donné lieu à des mesures correctives locales de la part de ERDF.

Cette problématique a été soumise au gestionnaire de réseau. ERDF qui a confirmé qu'une partie des micro-coupures est tracée dans les systèmes d'information : celles résultant du fonctionnement des protections en tête d'artères HTA.

Il est souhaitable dans un premier temps d'encourager les usagers à prendre leur part :

- Noter systématiquement les dates, lieu et heure de coupures et micro-coupures
- Equiper les appareils sensibles d'onduleurs.

Il serait opportun que les micro-coupures soient réglementairement prises en compte. Elles ne le sont pas pour le moment, car la loi ne le prévoit pas. Pour autant, une modification du référentiel nécessiterait la mise en œuvre d'un système de mesure et au minimum de traçage des micro-coupures par le gestionnaire de réseau.



Le SEY a bien noté que la technologie Linky permettra d'améliorer le suivi des micro-coupures

EVOLUTION DE LA PART BT DANS LE CRITERE B

Le critère B incidents BT est correct, mais on observe que le taux d'incidents BT a augmenté entre 2012 et 2013 : de 7 à 11 incidents aux 100 km. De même, le nombre de clients affectés par plus de 6 coupures longues a augmenté de 66% entre 2012 et 2013.

L'analyse du fichier des interruptions longues en BT transmis par ERDF permet de localiser les principaux incidents.

Ce fichier présente 567 incidents, une ligne par incident. Il indique le nombre de clients coupés (Ni), la durée de chaque coupure (Ti), la date, l'heure et différentes informations permettant d'analyser les causes des dysfonctionnements.

Les incidents principaux présentés ci-dessous sont ceux dont le produit « nombre de clients de la concession » * « durée de la coupure » est supérieur à 90 000.

COMMUNE	DATE	DUREE	CAUSE
Chanteloup les Vignes	07/07/2013	13h	Accessoire de jonction BT – usure naturelle
Le Port Marly	20/11/2013	17h	Accessoire de jonction BT – cause inconnue
Limay	13/01/2013	8h	Arrachage de tiers lors de travaux (réseau aérien)
Mantes la Jolie	13/03/2013	4h	Arrachage de tiers lors de travaux
Mantes la jolie	11/07/2013	18h	Cause inconnue ou non répertoriée
Mantes la Jolie	27/12/2013	14h	Défaut de montage /tirage accessoire BT

Bien qu'il n'apparaisse pas dans la liste des incidents les plus significatifs, St Germain-en-Laye a souffert d'un nombre anormalement élevé d'incidents d'origine BT en 2013 : plus de 37 coupures relevées dans cette commune. A chaque fois sur un petit nombre d'utilisateurs, ce qui explique le fait que la commune n'apparaisse pas dans les coupures les plus significatives.

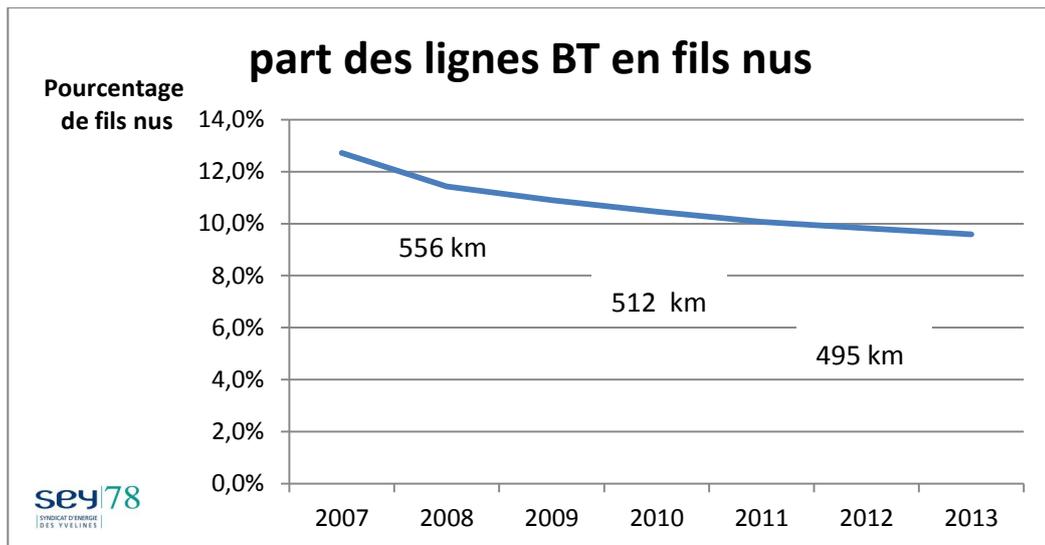
On remarque que les principaux incidents relevés par le SEY à partir des fichiers de ERDF ne correspondent pas aux incidents listés dans le CRAC page 23 et 24.

En rapprochant le tableau présenté par ERDF des fichiers NiTI, on peut également observer que la colonne « durée de coupure » est erronée : il s'agit de l'heure et non de la durée de coupure.

On ne retrouve que 2 incidents dans le tableau présenté par ERDF, et le nombre total de clients coupés ne correspond pas. Celui présenté par ERDF est inférieur dans les 2 cas.

L'évolution des progrès technologiques dans le réseau est déterminante dans la qualité de l'électricité distribuée. Ainsi, le remplacement progressif des fils nus par du câble torsadé ou enfouis est un indicateur d'amélioration des performances du réseau électrique.

Pour le SEY, cet indicateur évolue positivement depuis 2007, ainsi que le montre le tableau ci-après :



2) La tenue de tension :

La tenue de tension est un des critères d'évaluation de la qualité de l'électricité.

Celle-ci peut varier de +/- 10 (valeur efficace moyennée sur 10 minutes). Au-delà, l'utilisateur est considéré comme un client mal alimenté.

Si plus de 3% des clients sont mal alimentés dans la concession ET dans le département, le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté.

Les valeurs réglementaires de tension sont :

BT : 230 V en monophasé, 400V en triphasé

HTA : 20 000V ou 15 000V

Pour maintenir une bonne tenue de tension, le réseau doit être correctement équilibré. L'équilibrage du réseau repose sur une méthode développée par ERDF : la GDO. Il s'agit d'une modélisation permettant de calculer l'impact des consommations et la puissance à transiter sur chaque ouvrage.

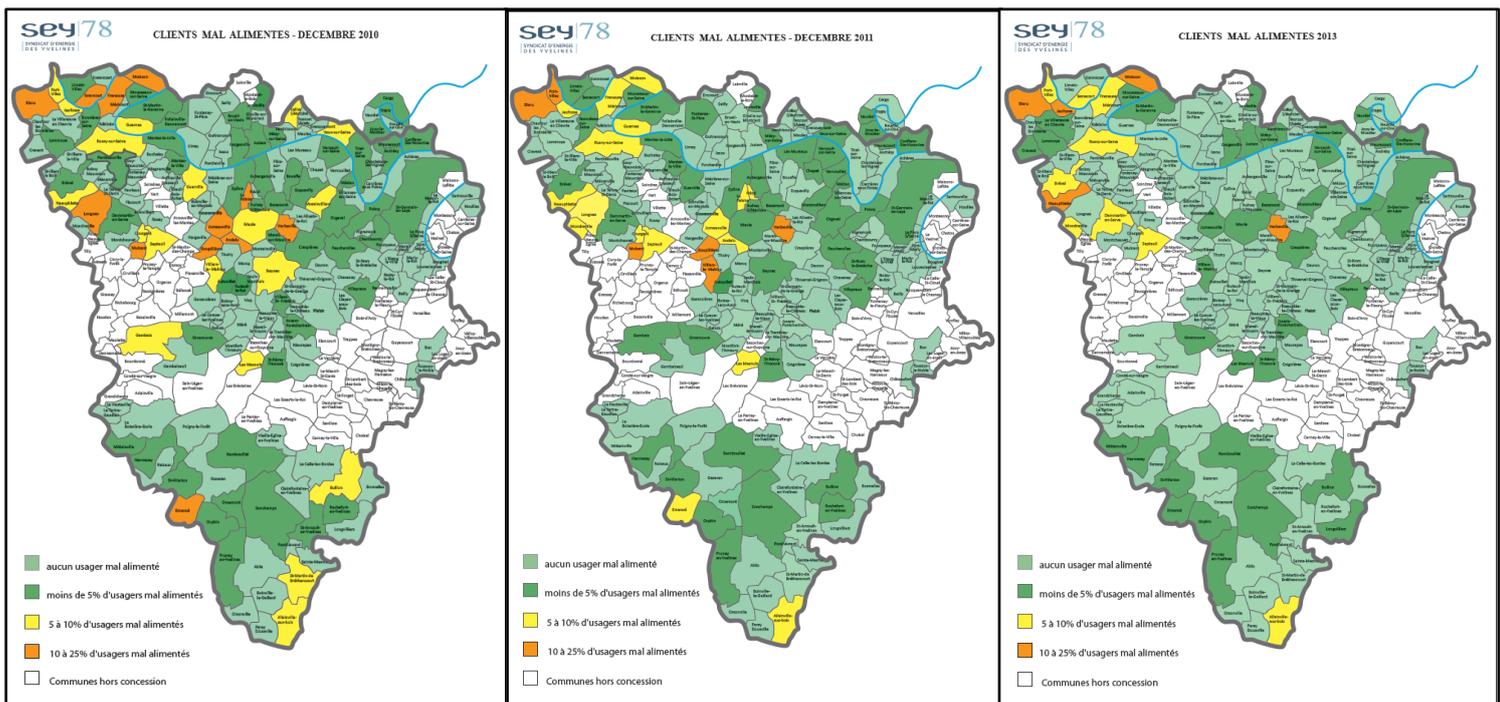
Le fichier CTL-CTBT-003 transmis par ERDF au SEY comprend 22 937 départs BT (une ligne par départ BT). On y dénombre 453 986 usagers et 4210 tarifs jaunes, soit 458 196 usagers (soit une différence de 615 usagers avec le chiffre mentionné dans le CRAC).

On peut regretter que ce fichier transmis soit incomplet, de nombreux départs ne sont pas renseignés.

**La puissance totale transitée sur le réseau BT du SEY est de :
1 440 MVA***

**donnée 2012*

A partir du fichier transmis par ERDF, le SEY a établi une carte des Clients mal alimentés, afin de suivre l'évolution de ce paramètre.



On constate, une amélioration progressive de ce paramètre. La qualité sur ce paramètre est significativement meilleure que le minimum obligatoire. Le CRAC confirme en page 27 que le nombre de clients mal alimentés (CMA) diminue.

On note une nette amélioration au cœur des Yvelines, dans un triangle Maule-Thoiry-Beynes.

Néanmoins, l'approche par la tenue de tension confirme une plus mauvaise qualité dans le nord-ouest du département, zone de fragilité également observée sur le paramètre Continuité de fourniture.

**LONGUEUR MOYENNE DES DEPARTS BT
SUR LE SEY : 223 m**

La concession du SEY comprend en 2013 :

- 22 937 départs BT
- 313 départs HTA

Au travers des différents fichiers transmis par ERDF, le SEY a identifié :

- **27 départs HTA sans usagers** correspondant vraisemblablement à des erreurs dans la base de données
- **23 départs HTA en contrainte** (chutes de tension > 5%) soit 7.3 % des départs HTA.

En complément de ce qui a été identifié sur la base des fichiers 2013, on peut rappeler que l'audit Qualité effectué par le cabinet LE CALOCH avait identifié sur les données 2012 :

- **133 départs BT en contrainte**, soit 0.6% des départs BT
- **65 postes HTA/ BT en contrainte** (puissance appelée > 110% en pointe)

Sur la concession du SEY, 20% des postes HTA / BT ont plus de 40 ans.

Les 2/3 des départs HTA qui connaissent une contrainte supérieure à 5% sont situés au Nord du département.

Ils sont issus des postes-sources de Nourottes (9 départs), Les Mureaux (1 départ), Morvent (4 départs), Magnanville (3 départs), Herblay (2 départs), Cormeilles (1 départ).

En lien avec la qualité de fourniture : la satisfaction des clients

La satisfaction clientèle est une préoccupation importante de EDF qui y consacre 5 pages (p110 à 114) dans le CRAC, au titre des TRV (tarifs réglementés de vente). EDF auditionne la satisfaction de la clientèle de manière systématique par un institut de sondage.

Les utilisateurs perçoivent la dégradation de la continuité d'alimentation, mais demeurent globalement satisfaits



Un motif d'insatisfaction est remonté à plusieurs reprises au SEY par la voie des usagers et/ou des maires: la multiplicité des interlocuteurs lors des raccordements.

ERDF a été interrogé sur la simplification des procédures de raccordement dans le cadre du contrôle 2014.

CONCLUSION

L'analyse territoriale de la qualité de fourniture confirme le bon niveau de la qualité de l'électricité par rapport à d'autres concessions nationales. Cela ne doit pas occulter la nécessité d'une amélioration des performances du réseau dans la zone Nord.

Enfin, une attention particulière est portée au vieillissement des postes de transformations et aux fragilités liées aux boîtes de jonction du réseau souterrain HTA. Le SEY demande au concessionnaire de renforcer les études de risque par zones afin de déterminer les points noirs résiduels du réseau HTA et d'identifier les investissements nécessaires.

3) Les producteurs décentralisés d'électricité :

Soutenue par des proches du gouvernement, la production d'énergie décentralisée par les autorités organisatrices pourrait devenir d'actualité compte tenu des évolutions liées à la transition énergétique et face à la hausse des prix des marchés mondiaux.

Le SEY se tient en veille sur le sujet, afin de soutenir l'émergence d'une gouvernance locale prioritairement assurée par les syndicats d'énergie.

Le rapport de contrôle 2013 (données 2012) n'avait pu rendre compte de la situation locale, faute de données transmises dans les temps par ERDF. En effet, les données sont classées en ICS*. Il est ci-après présenté un état des lieux à l'échelle macro-territoriale afin préserver la neutralité des informations communiquées.



Solar Décathlon à Versailles

*ICS : Informations commercialement sensibles

Malgré la date de transmission tardive des données, il faut noter l'amélioration sensible de la qualité des informations communiquées.

Tableau 2011 (1550 lignes, incohérence des chiffres entre le CRAC et le fichier)

Code INSEE	Nom	NumeroContrat	TypeProduction	TypeContrat	PuisMaxDeIEF	nb installations
------------	-----	---------------	----------------	-------------	--------------	------------------

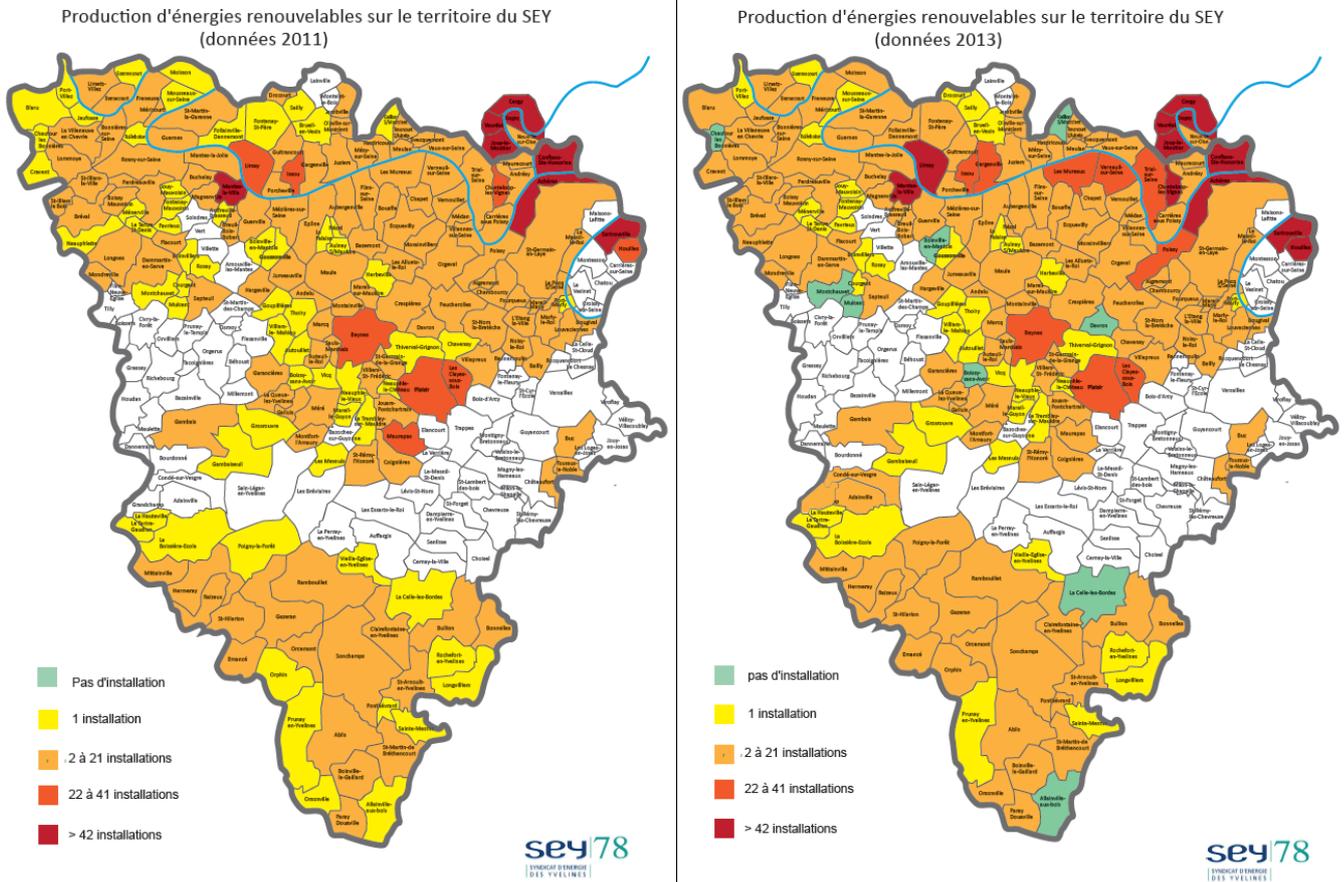
Tableau 2013 (synthèse par commune et par type de production, chiffres cohérents entre le CRAC et le fichier)

INSEE	Biogaz		Cogénération		Déchets ménagers		Hydraulique		Photovoltaïque		Total Nb Contrats	Total Puissances
	Nb	Puissance max	Nb	Puissance max	Nb	Puissance max	Nb	Puissance max	Nb	Puissance max		

En 2013, les producteurs d'énergie décentralisée sur le territoire de la concession sont au nombre de 1686.

Evolution du nombre de producteurs d'énergie décentralisée :

Le SEY a dressé les cartes suivantes montrant l'évolution du nombre de producteurs d'énergie sur le territoire de la concession.



La totalité de la puissance de production décentralisée susceptible d'être injectée dans le réseau est de 67 MW.

La puissance transitée par le réseau électrique du SEY est d'environ 1 440 MVA. La production décentralisée représente donc une part non négligeable des puissances transitant sur le réseau.

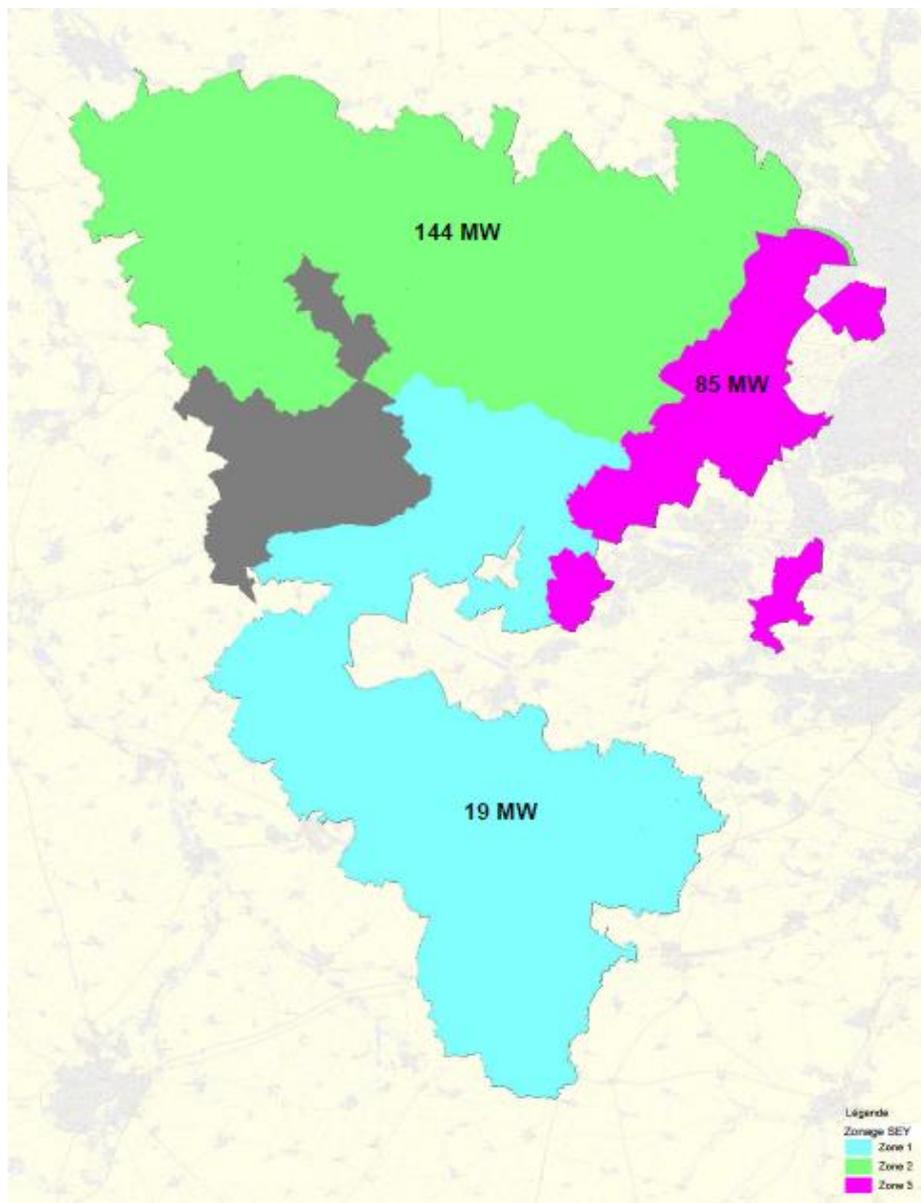


La production d'énergie locale représente 5% de la puissance apparente transitée sur le réseau.

Compte tenu de cette importance, il a été demandé en mars 2014 à ERDF faire connaître son analyse des points de convergence ou de difficultés avec le Schéma directeur d'investissement en cours d'établissement en application de l'avenant 22 signé entre le SEY et ERDF.

Situation par rapport au Schéma directeur d'investissement

L'estimation des nouvelles puissances à faire transiter pour répondre au développement prévu à l'horizon 2025 (Grand Paris, Data centers...) est d'environ 250MW. La carte ci-après montre les hypothèses de développement sur le territoire du SEY à l'horizon 2025.



Source : ERDF

L'énergie en injection n'est pas prise en compte dans le schéma d'investissement. Toutefois, l'énergie produite doit pouvoir transiter par les mêmes canaux que l'énergie soutirée.

Les aménagements pour faire face au développement des productions décentralisées d'énergie d'origine renouvelable sont prévus dans un autre Schéma en cours d'établissement, le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables.

IV - LES TRAVAUX REALISES SUR LA CONCESSION EN 2013

1).Bilan des investissements réalisés par le concessionnaire

Les investissements d'ERDF sur le territoire de la concession se montent à :

35 730 000 € HT

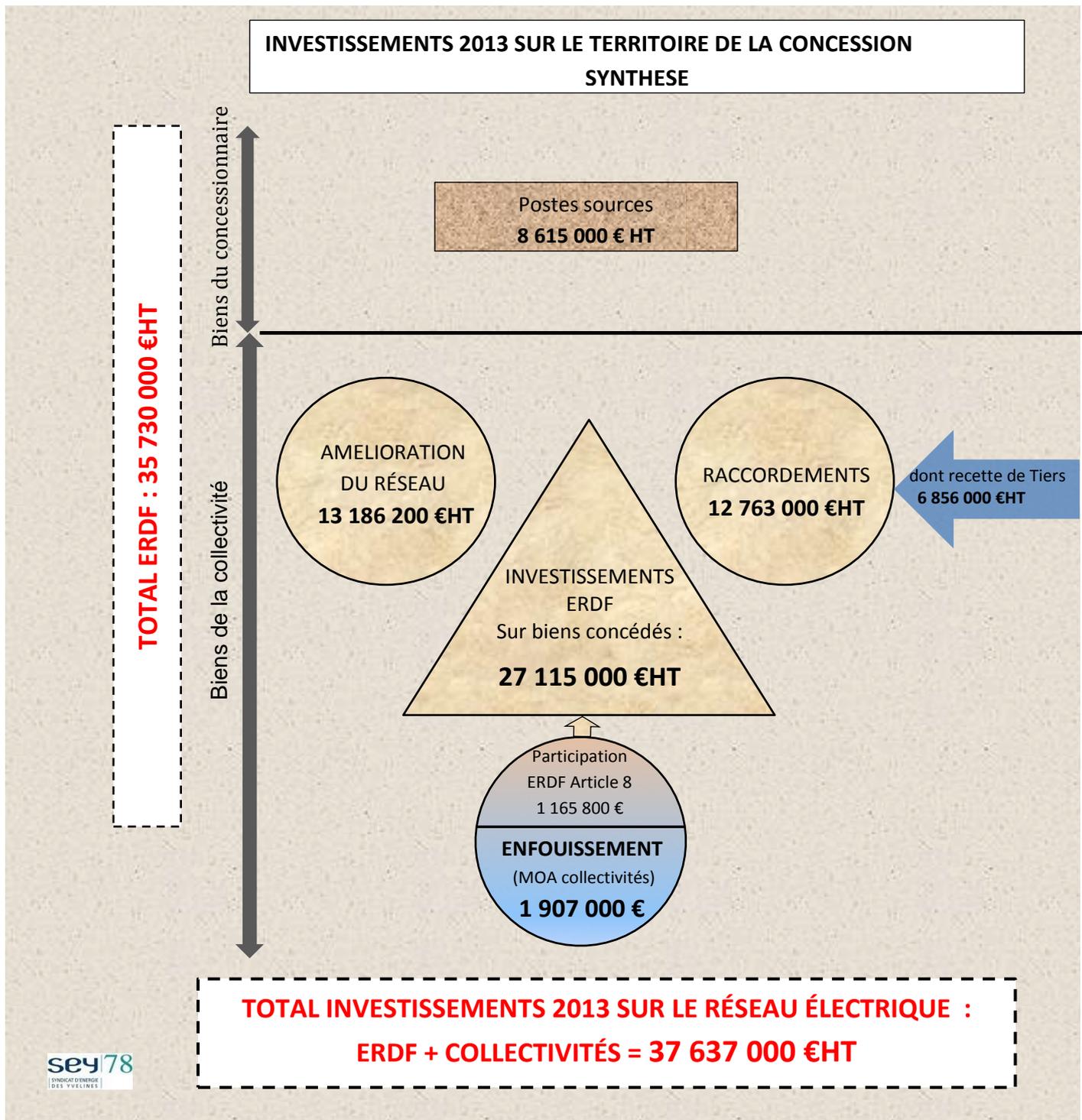
Pour rendre compte de ses investissements ERDF regroupe ses opérations de la manière suivante :

- ✓ **Raccordements des clients consommateurs producteurs** : Extension (y compris renforcement des contraintes préexistantes), branchement et comptage pour le raccordement des clients BT et HTA qu'ils soient producteurs ou consommateurs.
- ✓ **Renforcement des réseaux** : traitement des contraintes de tension et d'intensité sur les réseaux HTA et BT
- ✓ **Climatique** : traitement des réseaux HTA et BT sensibles aux aléas climatiques (zone ventée, zone boisée, canicule, inondation)
- ✓ **Modernisation des réseaux** : remplacement pour obsolescence, postes-sources et réseaux HTA et BT, branchements.
- ✓ **Moyens d'exploitation** : agence de conduite du réseau, moyens logistiques d'exploitation, matériel informatique et télécom, système d'information cartographie.
- ✓ **Environnement** : amélioration esthétique des réseaux (article 8), fonds sites, avifaune et EnR en site isolé.
- ✓ **Sécurité et obligations réglementaires** : mise à la terre du neutre des postes-sources et réseau HTA, traitement des PCB postes-sources et postes HTA/BT, modification des ouvrages pour motif de sécurité.
- ✓ **Modifications d'ouvrages à la demande de tiers** : modifications d'ouvrages à la demande des clients, RTE ou autres
- ✓ **Investissement de logistique** : immobilier hors réseau de distribution concédé.

Pour autant, le SEY conserve une approche dont la structure permet d'évaluer l'exécution et le respect de l'équilibre du contrat de concession. L'établissement des indicateurs présentés nécessite de différencier :

- Les renouvellements
- Les renforcements
- Les enfouissements de lignes
- Les branchements/ raccordements
- Les extensions (dans le cadre de raccordements ou de travaux neufs en zones d'aménagement)

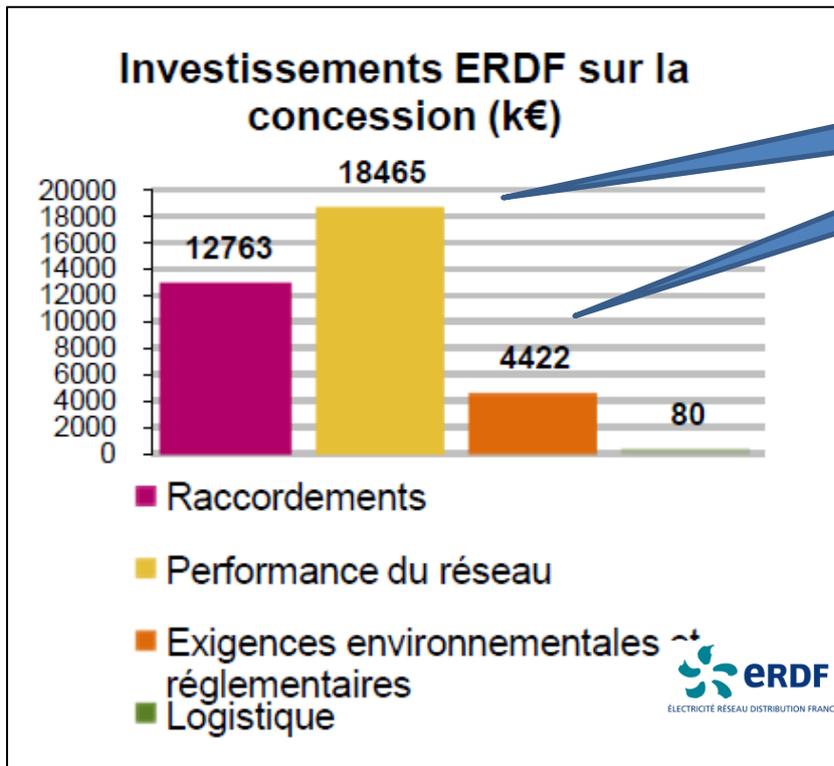
Afin de clarifier les chiffres présentés par le concessionnaire, le SEY établit un schéma synthétisant les investissements par maîtres d'ouvrages et les sources de financement.



* travaux réceptionnés dont la participation Article 8 a été versée en 2013 par ERDF.

** montant total BT dépensé par la collectivité avant la participation d'ERDF= 3 073 105€ HT (source : factures transmises au SEY par les communes)

L'investissement total (tous maîtres d'ouvrages confondus) a augmenté de 1.2% entre 2012 et 2013.



☞ Les investissements mentionnés par ERDF sur le territoire de la concession incluent les postes sources, les raccordements et les investissements logistiques, c'est-à-dire l'ensemble des travaux sur les biens propres de ERDF, les biens de la collectivité, ainsi que ceux financés par des tiers.

☞ Les raccordements représentent 47 % des investissements d'ERDF sur le patrimoine concédé et sont recouverts à 54 % par les financements apportés par les usagers (Il est de 48% au niveau national, d'après le bilan annuel des raccordements ERDF 2012).

☞ Les enfouissements :

La maîtrise d'ouvrage des travaux d'enfouissement à vocation esthétique est assurée par les collectivités. ERDF participe au financement de l'opération au titre de l'Article 8 du cahier des charges. ERDF reprend ensuite les valeurs d'immobilisation de ces ouvrages dans sa comptabilité sous l'appellation Valorisation des Remises Gratuites (VRG).



Enfouissement du réseau à Andresy

Le montant total des travaux Article 8 en maîtrise d'ouvrage communale a représenté en 2013 un montant de 3 053 475 € pour la partie liée au réseau électrique, dont 1 163 734 € de contribution d'ERDF.



Les chantiers réalisés par les collectivités au titre de l'article 8 représentent 8% des investissements sur le réseau électrique du SEY

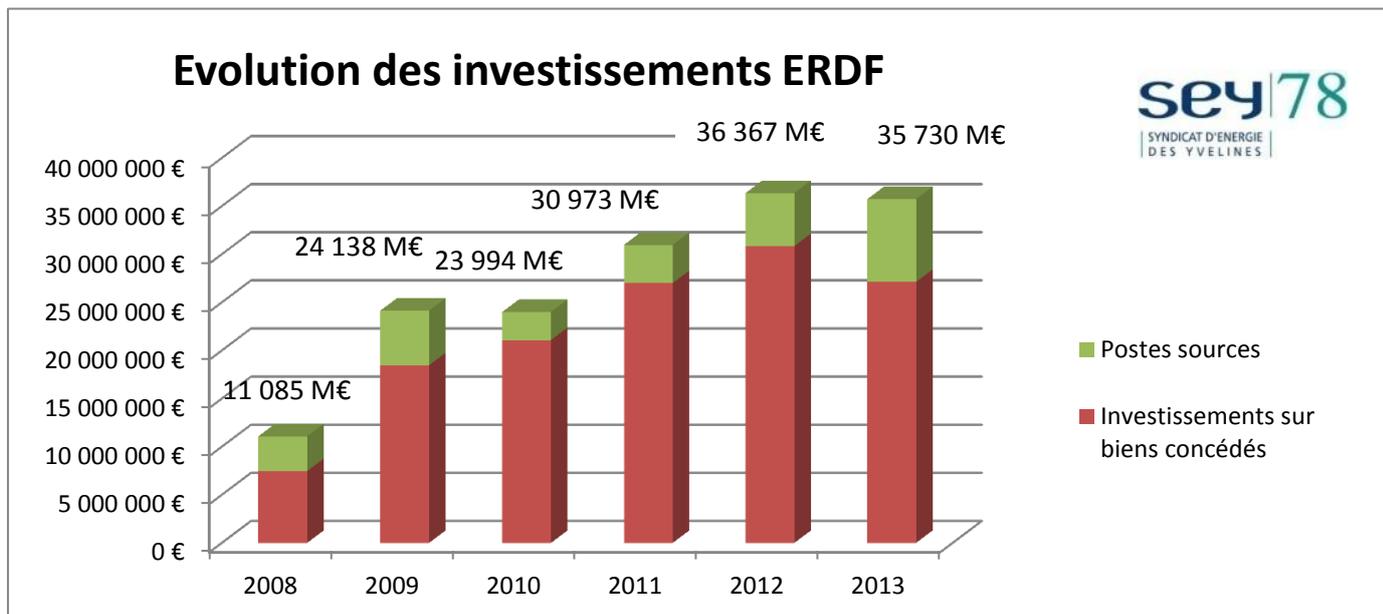
A noter, une petite incohérence de chiffres : le montant total de l'Article 8 indiqué par ERDF pour financer l'enfouissement des réseaux ne correspond pas entre les pages 29 et 92 du CRAC :

Page 29 = 850 000 € (présentation des investissements)

Page 92 = 1 165 734 €

ERDF a été invité à expliquer la raison de cette différence : le montant de 850 000€ comprend les règlements et les provisions, le montant de 1 165 734 € comprend exclusivement les versements au SEY en 2013.

EVOLUTION DES INVESTISSEMENTS REALISES PAR ERDF SUR LA CONCESSION :



Graphe réalisé à partir des données des CRAC 2008 à 2013

Le suivi de l'évolution des grandes masses d'investissement (extensions, renforcements, renouvellement, enfouissements, branchements ...) n'est pas possible au travers de l'analyse des CRAC car les référentiels changent régulièrement, d'une part du fait du territoire géographique couvert par le SEY (par exemple, en 2008, le territoire du SEY s'est considérablement étendu avec l'adhésion de 36 communes); d'autre part du fait d'ERDF (refontes des désignations en 2009, puis 2011) interdisant une analyse « par finalité » et par « source de financement » des investissements réalisés par le concessionnaire.

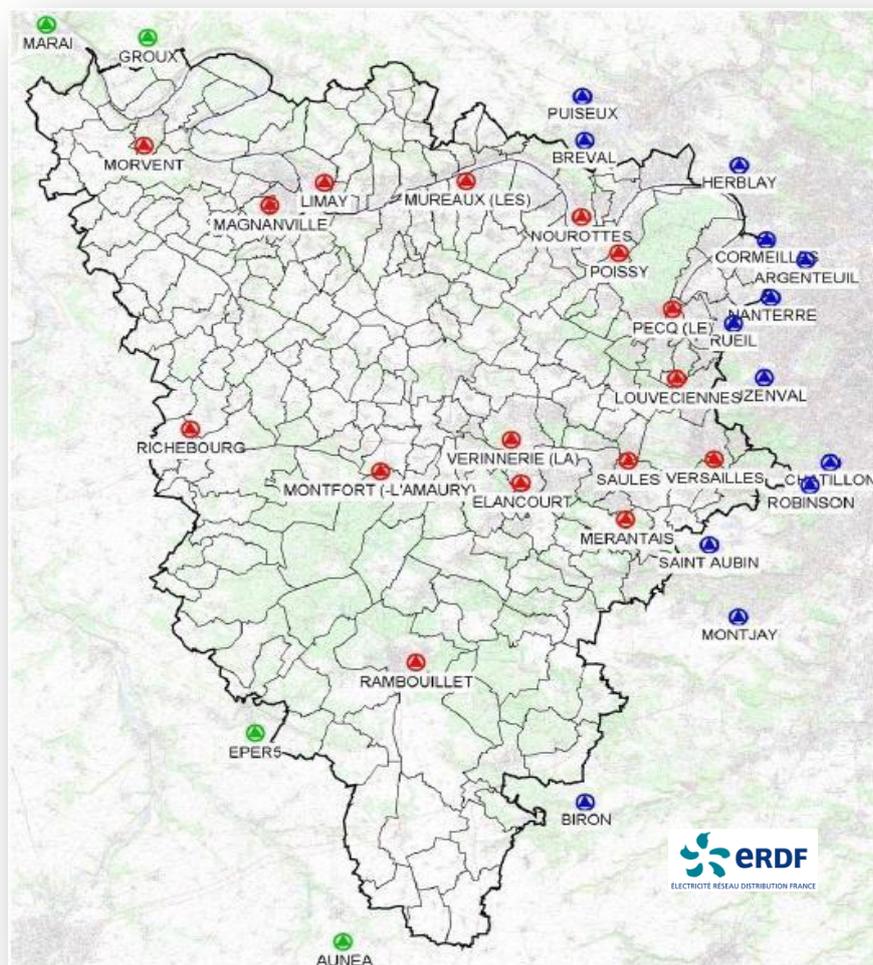
Néanmoins, l'évolution des référentiels peut être positive lorsqu'elle est adossée sur la réalité des travaux effectués sur le territoire (et non plus selon des ratios nationaux) : C'est le cas des recettes de raccordement cette année. Les montants investis représentent désormais des montants réels : à partir des « factures enregistrées dans les systèmes d'information », et non au prorata du nombre de clients de la concession.

C'est une avancée dans le suivi de la concession.

TRAVAUX SUR LES POSTES SOURCES :

Pour mémoire, dans le chapitre précédent sur la qualité, des problèmes ont été relevés sur les postes sources de :

Cormeilles
Magnanville
Morvent
Nourottes
Les Mureaux
Herblay



Des travaux importants ont été réalisés en 2013 par ERDF sur les postes sources :

Elancourt : pour un montant de 100 958€. Le SEY espère que ces travaux auront un impact sur l'incidentologie enregistrée en 2013 sur la continuité de fourniture dans cette zone.

Nourottes : La mutation d'un transformateur 225 kV a été réalisée en 2013 (passage de 40 à 70 MVA) pour un montant de 1 217 000 € .

Boinville en Mantois : un poste source est en construction 225 000V/ 20 000V à côté du poste existant de Mézerolles 400 000 V / 225 000 V. Cet ouvrage maillé avec les postes sources de Limay, Morvent, Magnanville et Les Mureaux devrait permettre de faire face aux surcharges et aux contraintes de ces postes sources.

Cet investissement remarquable devrait fortement contribuer à l'amélioration de la qualité de l'électricité sur le nord du Département des Yvelines. Le SEY sera particulièrement vigilant sur ce point.

Le SEY constate qu'ERDF mobilise depuis quelques années (2010) des moyens importants pour le développement des postes sources.

TRAVAUX SUR LE RESEAU HTA :

On peut noter dans le CRAC page 34, la présence de travaux d'amélioration très importants sur le réseau HTA pour un total de 3 114 000 €, soit 3.1 M€.

Les principaux travaux réalisés ou en cours de réalisation sont les suivants :

Commune	Finalité	Programme HTA ERDF	Montant (k€)	Etat d'avancement
BREUIL-BOIS-ROBERT	Renforcements	Préparation structure Départs FOX-GRIFFON	490	Chantier pluri-annuel (2014-2015)
LE PECQ	Modernisation	Renfo et renouv de 13 départs du PECQ (pluri-annuel 2013-2014)	573	Fin travaux prévue en 2014
GUERVILLE	Renforcements	Préparation structure Départ HUSKY	455	Fin travaux prévue en 2014
AUFFREVILLE-BRASSEUIL	Renforcements	Préparation structure Départ COLLEY	414	Fin travaux prévue en 2014
MEDAN	Renforcements	2-5 Création MEDICIS hors "Les Alluets"	393	Travaux terminés
LES MUREAUX	Modernisation	Création de MUREAUX-CENTRE 1-7 Etude Globale Centre	202	Travaux terminés
MAURECOURT	Renforcements	Changement de tension FONTAINE et BOUTRIES	58	Chantier pluri-annuel (2014-2015)

Ces travaux structurels contribuent à l'amélioration de la performance du réseau électrique, notamment les travaux sur les zones fragiles précédemment identifiées par le SEY :

- Les Mureaux (780 000 €)
- Limay (957 000 €)

On peut raisonnablement penser que ces travaux ont contribué à la nette amélioration de la qualité enregistrée sur ces zones (cf graphe page 22 du présent rapport).

TRAVAUX SUR LE RESEAU BT

Les principaux chantiers réalisés ou en cours de réalisation sont les suivants :

Commune	Programme BT Délibéré (montants importants)	Montant (k€)	Etat d'avancement
SARTROUVILLE	Renouvellement câble BT Avenue Jean JAURES	358	Travaux terminés
ISSOU	Renouvellement rue du Soleil levant	257	
GOUPILLERES	Renouvellement câble BT rue de la justice	161	Travaux terminés
SEPTEUIL	Renouvellement câble BT route de Houdan	10	Travaux terminés
SAINT-GERMAIN-EN-LAYE	Renouvellement câble BT Rue du docteur Maurice Larget	52	Travaux terminés
LES MUREAUX	Renouvellement BT au poste MERMOZ	99	Travaux terminés
SARTROUVILLE	Renouvellement du poste HTA/BT rue Schumann	77	Travaux terminés

A noter, un chantier important en BT sur la ville de St Germain en Laye, identifiée dans l'audit Qualité réalisé en 2013 comme l'une des communes du SEY ayant le plus de coupures liées à la basse-tension.

**EFFET DE SERRE : ERDF
LUTTE CONTRE LES
PERTES DE GAZ SF6**

LA GESTION ENVIRONNEMENTALE DU PATRIMOINE :

ERDF informe le SEY dans le CRAC page 77 d'une action menée sur le territoire Ile de France Ouest pour lutter contre les pertes de SF6 dans l'atmosphère et améliorer le suivi technique.

Le SF6 ou hexafluorure de soufre utilisé dans deux types principaux d'équipements : les postes sources et les postes de transformation moyenne/basse tension. Ce gaz se loge dans les disjoncteurs et tout au long des câbles qu'ils isolent.

Or, le SF6 est un gaz à effet de serre surpuissant (22 800 fois supérieur à celui du CO2) dont la durée de vie dans l'atmosphère est de plus de 3 000 ans.

Le SEY a calculé que l'action menée par ERDF sur le territoire IDF Ouest permet de diminuer de 2.2% la quantité de SF6 émise dans l'atmosphère par le réseau électrique français.

Par conséquent, il convient de féliciter l'effort fait par ERDF sur ce sujet et les résultats obtenus en Ile-de-France.

Dans l'objectif de valoriser l'action de l'AMEPS (Agence de maintenance et d'exploitation des postes sources de ERDF) pour améliorer le suivi des pertes et diminuer les émissions de SF6, il a été demandé au concessionnaire de détailler les mesures prises : celles-ci consistent en une remise en état des étanchéités dans les postes sources sous enveloppe métallique, notamment au niveau des jeux de barre et têtes de câbles. Sur le 78, et sur les 3 dernières années, le poste source de Versailles a fait l'objet d'une maintenance curative.

2) Renforcements :

Lorsque l'augmentation de la demande d'électricité consécutive aux nouveaux usages rend peu à peu les infrastructures insuffisantes, il convient de procéder au renforcement des réseaux existants (augmentation de la section des conducteurs, remplacement d'organes du réseau...)

En régime rural, le renforcement du réseau électrique basse tension est sous maîtrise d'ouvrage des communes, avec les financements du FACE (Fonds d'Alimentation des Charges d'Electrifications). Sur le territoire du SEY, classé en régime urbain, c'est ERDF qui assure les renforcements du réseau électrique. Ainsi, les renforcements ou la création de lignes parallèles à une ligne existante sont à la charge du concessionnaire, conformément au cahier des charges et à la réponse du ministère de l'industrie en date du 27/01/2011.

Néanmoins, la Loi POPE du 13 juillet 2005 prévoit que les collectivités compétentes, autorités concédantes de la distribution d'électricité **peuvent imposer des actions d'économies d'énergie aux délégataires** d'électricité, de gaz, et de chaleur et aux concessionnaires lorsqu'elles permettent d'éviter des extensions ou des renforcements des réseaux.

Cette disposition reste en attente d'application (décret à paraître).



Sur la concession du SEY les renforcements ont représenté en 2013 :
10 450 000 € HT de travaux
32 km de canalisations mises en services

Dans le cas particulier des renforcements il est demandé au concessionnaire qu'il communique, pour les principaux travaux réalisés sur le réseau, les progrès attendus sur les chutes de tension avant et après travaux, ainsi que le nombre d'utilisateurs mal alimentés concernés. Le concessionnaire interrogé sur ce point a répondu que les calculs portant sur l'amélioration attendue en terme de qualité sont effectués. Ces données peuvent être fournies dans le cadre d'un contrôle spécifique.

3) Renouvellements:

Le renouvellement des ouvrages est une des garanties du maintien des performances du réseau électrique, notamment dans les zones rurales.

Calcul du taux de renouvellement effectif du réseau électrique sur la concession du SEY :

Les résultats de l'expertise menée par l'AEC en 2013 montrent que le coût de renouvellement du réseau est très important. Une vigilance particulière du SEY doit donc être portée sur le renouvellement des réseaux, surtout le réseau BT particulièrement vieillissant.

Il est donc opportun de calculer le TAUX DE RENOUVELLEMENT EFFECTIF des réseaux BT et HTA afin de disposer d'un indicateur pertinent pour la collectivité.

On considère que le taux de renouvellement est constitué des ouvrages mis en service sur une année rapportés aux ouvrages de la concession. Le taux comprend les linéaires renouvelés et renforcés (on considère que le câble ou la ligne a été changée et donc renouvelée).

données CRAC (2013, p 81)	Linéaire total mis en service (en km)	Extensions (en km)	Renouvellements + renforcements (en km)	Linéaire patrimoine 2013 (en km)	Taux de renouvellement
HTA	87.4 km	20 km	67 km	3980 km	1,7 %
BT	38.8 km	27.5 km	11.4 km	5 103 km	0,2 %
TOTAL	126.2 km	47.5 km	78,4 km	9 083 km	0,9 %

Le taux de renouvellement moyen calculé selon le référentiel ci-dessus est de

0,9 %.

Il a diminué de 0.2% par rapport à 2012.

On peut désigner par taux de renouvellement « comptable » le renouvellement qui devrait théoriquement être pratiqué au regard des durées d'amortissement des immobilisations pratiquées par ERDF :

On peut le calculer de la façon suivante :

A fin 2019 (ancienne fin de contrat de concession), le réseau amorti tel que calculé par l'AEC en 2012 serait de :

1482 km de réseau HTA	}	2 958 km à renouveler
1 476 km de réseau BT		
Une partie des postes HTA / BT		

Soit 370 km de réseau par an.

Taux de renouvellement théorique = $370 \text{ km} / 9\,083 \text{ km} = 4 \%$

Le taux de renouvellement théorique assis sur les bases comptables devrait être de :

4 % par an

La différence entre le taux de renouvellement pratiqué et le taux de renouvellement comptable, assorti d'un faisceau d'éléments sur le niveau d'investissement (investissement par usager) laisse présager un vieillissement programmé du réseau électrique sur le territoire du SEY.

A noter, au cours des réunions de préparation de la conférence loi NOME et dans les différents échanges liés au contrôle de concession, ERDF montre son désaccord sur cette approche qu'il considère comme déconnectée des montants alloués par le TURPE.

ERDF précise que le seul critère pertinent pour le renouvellement des ouvrages reste le taux de défaillance, ce qui ne lui est pas contesté. Le SEY a déjà proposé d'injecter la probabilité d'accidentologie dans la comparaison renouvellement comptable / renouvellement réel. Le syndicat ne disposant pas de ces études, le concessionnaire est invité à communiquer au SEY le taux de défaillance des différents types d'ouvrage.

La question du renouvellement est en lien avec la constitution des provisions et des dotations aux amortissements. Lorsque le renouvellement n'a pas lieu, ou s'avère moins coûteux que prévu, les provisions sont reversées au résultat de l'entreprise et échappent à la sphère publique (cf extrait de la Lettre du Cadre territorial en [annexe 6](#)).

Rappelons ici la posture du SEY, en droit d'attendre que les provisions « en stock » soient intégralement utilisées pour le renouvellement des réseaux électriques et non reversées au résultat de l'entreprise.

4) Raccordements et extensions

Les extensions de lignes sont soit liées aux raccordements soit rendues nécessaires par la construction de nouvelles zones d'aménagement.

Dans le cas où il s'agit de zones d'aménagement, les extensions sont financées par l'aménageur.

Dans le cas des raccordements, les extensions sont financées par les communes à 60%.

LES EXTENSIONS



Sur le territoire du SEY, les extensions sont de 27 km de lignes BT et 20 km d'ouvrage HTA en 2013

LES RACCORDEMENTS :

Le raccordement consiste à connecter physiquement une installation au réseau public d'électricité de façon à lui permettre d'échanger avec le réseau la totalité de la puissance que le demandeur du raccordement souhaite injecter ou soutirer.

Les procédures de traitement des demandes de raccordement, dont l'élaboration et le suivi de la mise en œuvre sont encadrés par la CRE, doivent garantir l'accès transparent et non-discriminatoire aux réseaux publics de distribution d'électricité, tout en veillant au développement et à la sécurité des réseaux.

Le partage des coûts du raccordement entre les acteurs, ainsi que les prescriptions techniques du raccordement, présentent des enjeux importants ayant des conséquences en termes de développement du réseau, de développement des moyens de production d'électricité (notamment renouvelables) et d'urbanisme.

La question des raccordements est un sujet d'actualité en raison :

- Des difficultés sur les délais de réalisation (plusieurs mois)
- Des coûts croissants supportés par les communes en cas d'extension.
- De la révision du barème de raccordement.

La procédure de raccordement est complexe : 78 textes normatifs et/ou réglementaires sont applicables. Le suivi et la mise en œuvre des raccordements sont encadrés par la CRE. Le barème en vigueur est la version V3 approuvée par le CRE le 28/06/2011. Il est actuellement en cours de révision (version V4)

Le mécanisme de financement des raccordements :

La part extension :

La commune est sollicitée pour la partie Extension. Elle peut anticiper ces coûts d'extension au moyen de la Participation pour Voirie et Réseaux divers (PVR) sensée recouvrir les montants facturés par ERDF.

Une délibération doit être prise afin :

- d'instaurer le principe d'une PVR sur tout le territoire communal
- de définir, rue par rue, la part du coût des travaux mise à la charge des propriétaires fonciers ainsi que le montant de la participation par terrain desservi.

Une convention entre la commune et l'utilisateur peut préciser les délais de réalisation des travaux et les modalités de règlement.

La partie Extension est intégrée au réseau concédé.

La part branchement :

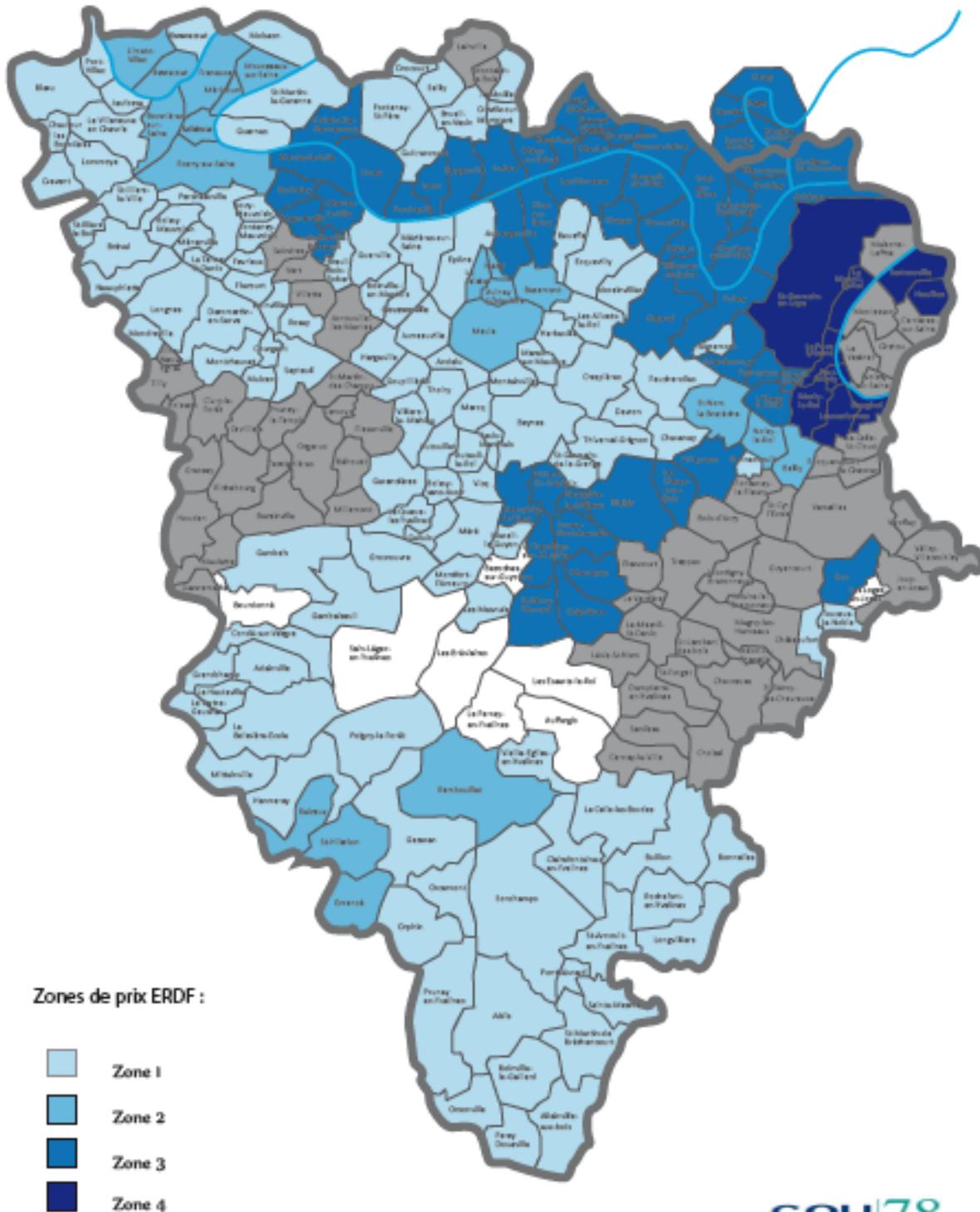
La participation des usagers est établie forfaitairement selon le barème national de ERDF. Dans le cas général, la facturation est fonction de la puissance de raccordement, de la longueur du branchement et du classement de la zone urbaine.

La partie Branchement est incluse dans le réseau concédé sous le vocable « raccordements ».

Le SEY a établi une carte des prix appliqués par ERDF, à partir des zones urbaines selon ce barème :

Application du barème de raccordement V3
sur le territoire du SEY

Avril 2014



Exemple :

Zone ERDF	Coût Branchement
Zone 1	1 475 € HT
Zone 2	1 593 € HT
Zone 3	1 751 € HT
Zone 4	1 830 € HT

Le SEY regrette l'objectif affiché d'ERDF au niveau national, d'augmenter la part contributive du financement par les tiers, ainsi que le montre l'extrait ci-dessous du bilan annuel des raccordements produit chaque année par ERDF à destination de la CRE :

Ce bilan met en évidence que l'équilibre financier des raccordements progresse, mais n'est pas encore atteint.

La multiplication des surcoûts aujourd'hui non facturables (contraintes de voirie, contraintes environnementales, réglementation DT-DICT) feront l'objet d'une attention particulière lors des prochaines évolutions du barème afin de ne pas enrayer cette progression.

Extrait du bilan annuel des raccordements 2012

Il est probable que cela se traduira dans un proche avenir par une augmentation significative des contributions demandées aux communes pour les raccordements avec extension. Il convient d'être vigilant sur les pratiques du concessionnaire et d'alerter les communes sur les conséquences pécuniaires des autorisations d'urbanisme qu'elles délivrent.

CONCLUSION SUR LES INVESTISSEMENTS

On remarque un léger tassement des investissements en 2013 . Un focus a été fait dans le contrôle 2014 sur l'évolution de la BT identifiée comme très vieillissante en 2013. Il établit que la répartition des âges est relativement équilibrée et que l'âge moyen en BT a notablement diminué entre 2009 et 2013. On enregistre 7.8 incidents aux 100 km en 2013.

Pour autant, une vigilance particulière s'impose eu égard au faible taux de renouvellement du réseau, notamment pour les zones rurales qui ne doivent pas être négligées dans les plans de développement et schémas directeurs d'investissement.

Cette logique semble pour l'heure plutôt respectée par le concessionnaire, au vu des crédits qui lui sont affectés en ressources propres, et des possibilités qu'il lui reste pour l'amélioration du réseau proprement dite lorsque sont déduits les travaux obligatoires (environ 50% des crédits).

On note l'accélération des investissements sur les postes sources. Si le bénéfice impactera positivement la qualité de l'électricité à court terme, il est récurrent que le concessionnaire soigne son patrimoine et continue de favoriser les évolutions comptables à son avantage (investissement fléchi sur les biens propres, abandon du flux de provisions, augmentation des durées d'amortissement..)

Une priorité des besoins se confirme de façon nette dans la zone nord ouest du département sur lequel il convient d'investir de façon significative pour résorber les problèmes de qualité observés. Le SEY sera attentif à observer dans quelle mesure ou non, la construction du poste source supplémentaire de Boinville et les travaux réalisés sur Magnanville participeront à l'amélioration de la situation dans ce secteur.

Enfin, les boîtes de jonctions dans les réseaux souterrains HTA constituent toujours un maillon faible sur lequel il convient d'intensifier le renouvellement.

V – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES DE LA CONCESSION :

1) Analyse des charges et produits :

Les produits et charges présentés dans le CRAC sont affectés à la concession par ERDF pour la plupart à partir de ratios nationaux en fonction de la répartition des biens localisés, de la consommation des clients ou au prorata du nombre de clients sur la concession.

Résultats indicatifs ERDF (concession)

TOTAL PRODUITS HT	212 895 k€
TOTAL CHARGES HT	193 633 k€
RESULTAT	19 263 k€

Recettes EDF – tarif réglementé (concession) – hors taxes et hors contributions.

TOTAL PRODUITS HT	382 406 k€
--------------------------	-------------------

Recettes d'acheminement

Les recettes d'acheminement dépendent du niveau du Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE) et du volume d'énergie acheminée. Le tarif d'acheminement est fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de façon à couvrir les charges d'exploitation, d'entretien et de développement du réseau électrique (transport et distribution).

Ce tarif est unique sur l'ensemble du territoire (principe de péréquation).

C'est la principale recette d'ERDF.

Le SEY note toutefois que les chiffres ne correspondent pas entre les pages 16 et 46 du CRAC

P 16 (consommateurs raccordés au réseau public)	177 108 685 €	Recettes d'acheminement
P 46 (éléments financiers de la concession)	176 849 000 €	Recettes d'acheminement

ERDF a été invité par le SEY à expliquer cette différence. L'écart de 260 k€ est dû au fait que l'extraction des données n'a pas été effectuée aux mêmes dates. ERDF indique « effectuer des corrections de facturation à postériori ».

Recettes du fournisseur historique EDF :

Les recettes de EDF figurant dans le CRAC concernent uniquement les tarifs règlementés et sont présentés HT et hors contributions (TCFE, CTA, CSPE).

Il est possible d'estimer le **montant total des recettes d'EDF**, à partir du produit des factures payées par les usagers, correspondant au chiffre d'affaire d'EDF sur le territoire de la concession.

❖ Prix moyen de l'électricité

- pour les particuliers : 14.72 centimes / kWh TTC

(source : Euro stat, prix moyen TTC 2013 constaté au niveau national pour les particuliers)

- pour les industriels : 7.71 centimes / kWh HT

(Source : Euro stat, prix moyen HT / kWh pour les consommateurs industriels de moyenne taille)

❖ Energie vendue (en kWh) : 4,242 TWh

Recettes estimées 2013 : Energie vendue X prix moyen de l'électricité

Soit : $14.72 \cdot 10^{-2} \text{€} \times 4.242 \cdot 10^9 \text{ kWh} = 624\,422\,400 \text{ €}$

Chiffre d'affaire EDF :

Sur le SEY = 624 millions d'euros (estimé)

Au niveau national = 76 Milliards d'euros dont 40 en France

Les ventes d'électricité au tarif réglementé ont représenté en 2013 (CRAC p 17) :

Ventes d'électricités en tarifs réglementés :
4.2 TWh vendus

Etude des recettes d'acheminement liées au TURPE :

2012 = 166 M€

2013 = 177 M€

Soit + 6.6%

ERDF explique qu'il a fait plus froid et que donc, l'effet de volume a joué en faveur de cette augmentation (CRAC p 47)

Augmentation des quantités d'électricité vendues aux TRV entre 2012 et 2013 :

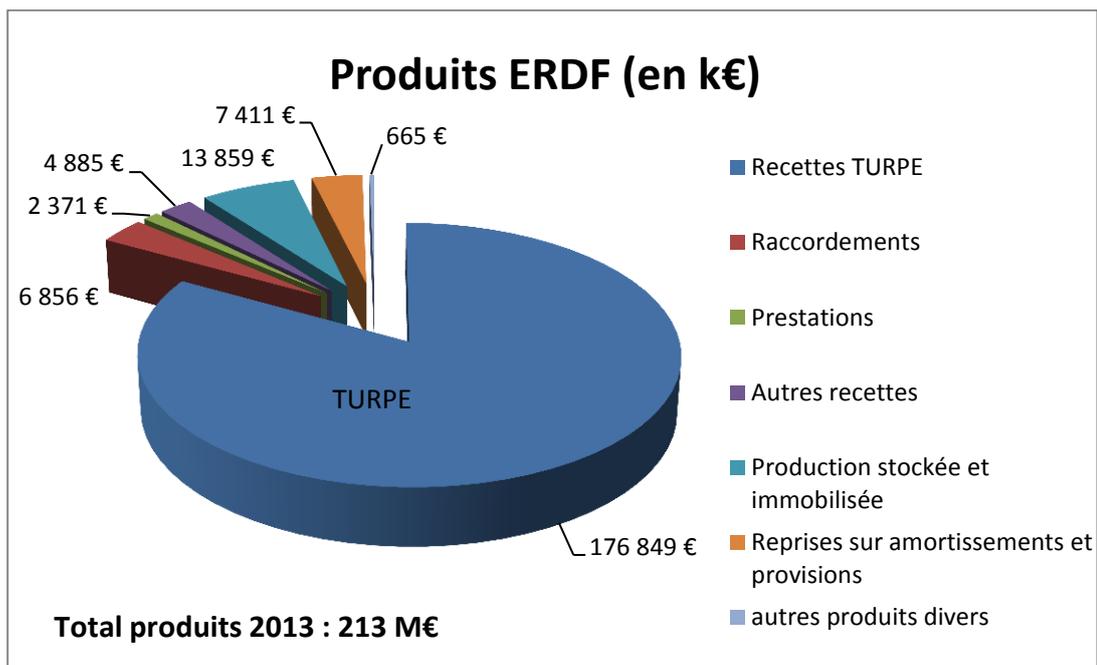
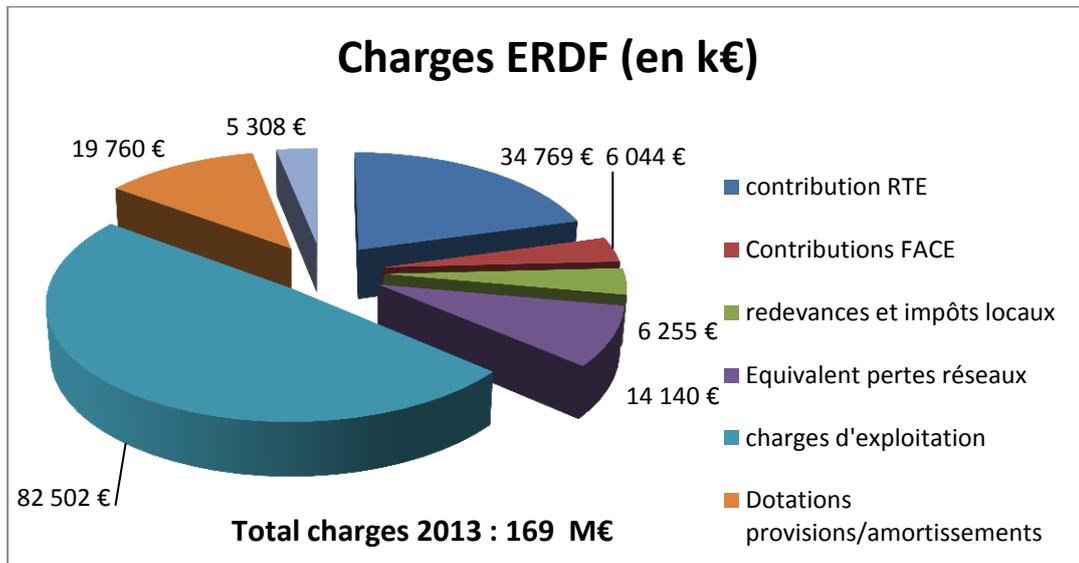
2012 = 4 132 376 574 kWh vendus, recette de 362 235 142 € HT

2013 = 4 242 673 514 kWh vendus, 382 406 312 €

Augmentation des kWh vendus : + 2.7 %

Sur la concession du SEY, les recettes d'acheminement augmentent de 6.6% quand les volumes de kWh vendus aux tarifs réglementés augmentent de 2.7%.

Charges et produits ERDF affectées à la concession :



On observe que la concession du SEY est largement excédentaire.

Les recettes du TURPE suffisent à elles seules à compenser les charges de gestion sur le territoire considéré.

Le SEY constate la bonne santé du contrat de concession (excédent de 44 M€) et émet le vœu de voir réinjectée une partie de ce résultat dans les investissements locaux.

Contributions à la solidarité nationale

La contribution à l'équilibre d'ERDF traduit le principe de péréquation nationale. Elle correspond à une quote-part du résultat d'ERDF calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. Il n'y a pas de précisions sur les modalités de calcul.

Elle représentait en 2013 un montant de 24 855 000€, soit près de 25 millions d'euros.

Le *FACE*, « Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification » depuis 1936 est devenu « Financement des Aides aux Collectivités pour l'Électrification rurale » en 2012 après la réforme créant un compte d'affectation spécial.

Ce fonds permet aux collectivités classées en régime rural de bénéficier de financements fixés au niveau national et répartis localement par les Conseils généraux entre les différents maîtres d'ouvrage des travaux sur le réseau.

Après les retards de paiements aux collectivités et entreprises enregistrés en 2012 après le passage de la gestion du FACE d'EDF à l'Etat, il semblerait que la situation soit normalisée en 2013.

La contribution du SEY au FACÉ représentait en 2013 un montant de 6 044 000€ soit plus de 6 millions d'euros.

L'excédent des comptes de la concession (19 millions d'euros) représente également une forme de péréquation nationale. Le CRAC ne précise pas ce que deviennent ces montants dans la comptabilité nationale.



Les usagers situés sur le territoire du SEY contribuent significativement à la solidarité énergétique nationale.

2) contrôle des VRG

Avertissement : Ce contrôle a été réalisé dans le cadre du contrôle continu, arrêté à la date du 05 août 2013. Il s'agit donc d'un état des lieux à date, la situation pointée s'améliore progressivement avec le protocole VRG.

Le protocole VRG (Valorisation des Remises Gratuites) élaboré au niveau national entre ERDF et la FNCCR en 2009 et reconduit en 2011 pour 3 ans, prévoit une concertation entre l'autorité concédante et le concessionnaire pour la détermination de la valeur d'intégration comptable des biens remis à ERDF :

- Le concessionnaire doit se rapprocher systématiquement de l'autorité concédante lorsque la valorisation proposée s'écarte des coûts exposés au-delà des seuils d'alerte (5% à 8% en fonction du montant des travaux)
- Une Commission nationale de suivi du protocole VRG peut être saisie afin d'obtenir du concessionnaire une revalorisation au plus près du coût réel exposé.

Pour chaque ouvrage remis au concessionnaire en complément du plan de récolement et des éléments de pose et de dépose, l'autorité concédante maître d'ouvrage communique au concessionnaire des éléments techniques significatifs permettant d'appréhender pleinement le dossier par l'intermédiaire d'une « *fiche de collecte* » complétée de la façon la plus exhaustive possible avec les coûts réels exposés par l'autorité concédante maître d'ouvrage (auxquels sont intégrés les honoraires de maîtrise d'oeuvre).

Le concessionnaire doit ensuite se rapprocher systématiquement de l'autorité concédante lorsque la valorisation obtenue s'écarte des coûts réels au-delà des seuils d'alerte définis dans le protocole, afin d'analyser les écarts de valorisation.

Suite aux corrections apportées ERDF doit informer l'autorité concédante de la valorisation retenue à la suite des échanges avec l'autorité concédante pour affiner les résultats.

Le SEY s'est attaché en 2013 à mesurer l'écart général des VRG avec les coûts réels (montant BT transmis à ERDF pour versement de l'article 8).

Le montant VRG est celui retenu par ERDF et figurant sur les fiches transmises par ERDF au SEY.

Tableau de synthèse :

Année	Dossiers contrôlés	Conformes
Programme 2009	56	12
Programme 2010	41	2
Programme 2011	18	5
Programme 2012	5	0

Conclusion

Valorisation des Remises Gratuites :

**120 dossiers contrôlés,
19 conformes aux seuils prévus par le protocole**

**Taux de conformité
VRG 16%**

La différence entre le montant réel des travaux BT réalisés par les collectivités pour l'enfouissement des lignes électriques et le montant retenu par ERDF dans sa comptabilité est supérieur aux seuils du protocole FNCCR pour 84% des dossiers contrôlés.

3) Estimation du patrimoine :

Point relevé par la Chambre Régionale des Comptes en 2011, le patrimoine du SEY n'avait pas fait l'objet d'une évaluation contradictoire entre la collectivité concédante et le concessionnaire. Les seules valeurs prises en compte jusque-là étaient celles données par ERDF.

Il a été tenté de remédier à cette situation en 2013 avec l'évaluation de la valeur du patrimoine par un cabinet extérieur (données 2012).

La démarche proposée pour estimer la valeur du patrimoine électrique est la suivante : si on traite le réseau électrique comme un bien marchand, à quel prix pourrait-il être vendu ? L'idée est d'élargir au domaine de l'électricité, la démarche habituellement appliquée pour les cessions de biens des collectivités : les biens sont estimés et vendus sur la base d'une évaluation des Domaines.

Cette démarche originale n'engage que le SEY et pourrait alimenter les réflexions nationales des AODE. Elle vise à disposer d'un outil permettant d'estimer de façon réaliste et contradictoire les valeurs indiquées par le concessionnaire. Cette valeur devrait être établie à partir de l'âge des réseaux, de leur niveau d'amortissement, et des prix pratiqués sur le marché des Yvelines et des autres syndicats voisins. L'outil proposé présente à ce jour une limite : il n'intègre pas l'usure des biens. Pour autant, il se rapproche de la valeur de remplacement telle que définie par ERDF :

La valeur de remplacement d'ERDF représente à fin 2013, le coût de remplacement d'un ouvrage à fonctionnalités et capacités identiques. Elle fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques appliqués par le concessionnaire au niveau national.

Cette démarche a été adoptée par le cabinet AEC en 2013 qui a proposé une fourchette de coûts ainsi établie :

Fourchette de coûts	
Réseaux HTA	
<i>Souterrain</i>	100 € - 120 €
<i>Aériens</i>	70 € - 80 €
Réseaux BT	
<i>Souterrains</i>	130 € - 150 €
<i>Torsadés</i>	60 € - 70 €
Postes HTA/BT (enveloppes et appareillages, hors transformateurs)	
<i>Postes maconnés</i>	25 000 € - 30 000 €
<i>Postes préfabriqués</i>	20 000 € - 25 000 €
<i>H61</i>	2 500 € - 3 500 €
Comptages	200 € - 250 €
Branchements	1 500 € - 3 000 €
Transformateurs:	12 000 € - 17 000 €

Afin de ne pas perdre le bénéfice de cette étude, qui demeure une première marche méthodologique, la fourchette de prix proposée par l'AEC en 2012 a été actualisée en fonction de l'indice TP12.

S'agissant l'estimation de la valeur des compteurs nous avons ici retenu la valeur d'un modèle de base monophasé (tarif 2014 SAGEM 135 A tarif bleu conforme), à savoir 83€ par compteur.

Le tableau page suivante présente le détail des calculs permettant d'estimer une valeur contradictoire du patrimoine du SEY.

Au 31/12/2013, la valeur de remplacement du patrimoine indiquée par ERDF est de **955 M€**.

Au 31/12/2013, la valeur de remplacement du patrimoine est estimée à **2 300 M€** par le SEY.

Résultat :

COUTS DE REFERENCE			VALEUR PATRIMOINE SEY	
Ouvrages	Fourchette AEC 2011	Moyenne 2013 *	Linéaires/ nb d'unités	Estimation patrimoine
Réseau HTA			3980	
<i>souterrain</i>	100€ - 120€	111 €	3290	365 999 794 €
<i>aérien</i>	70€ - 80€	76 €	690	52 336 251 €
réseau BT			5103	
<i>souterrain</i>	130€ - 150€	142 €	3643	515 797 775 €
<i>aérien</i>	60€ - 70€	66 €	1460	95 975 077 €
Postes HTA/ BT			5028	
<i>Bâtiment poste</i>	20 000€ - 30 000€	25 283 €	4551	115 063 903 €
<i>H61</i>	2 500€ - 3 500€	3 034 €	477	1 447 211 €
Transformateurs	12000€ - 17 000€	14 664 €	5028	73 731 918 €
Biens non localisés				
Comptages	200€ - 250€	83 €	457581	37 979 223 €
Branchements	1500€ - 3000€	2 275 €	457581	1 041 220 617 €
TOTAL				2 299 551 770 €

* après application de l'indice TP 12

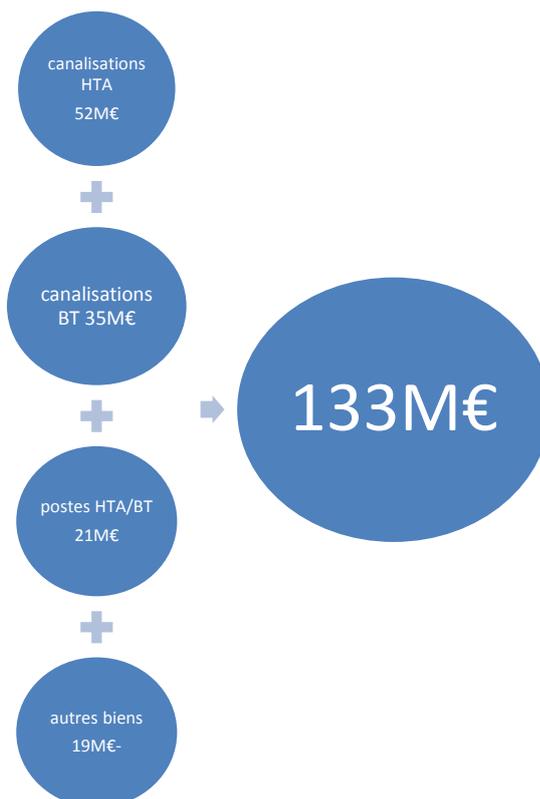
Provisions pour renouvellement

Le stock des provisions pour renouvellement mentionné par ERDF en page 57 du CRAC est de 133M€.

Il est possible de suivre la reprise des provisions lorsque les montants d'investissements correspondant à des renouvellements sont clairement identifiés. L'affectation au renouvellement caractérise un fonctionnement normal et satisfaisant de la provision.

La réglementation comptable en vigueur relative à la constitution des provisions pour renouvellement suppose qu'un plan de renouvellement soit établi. Ce document doit déterminer les échéances de renouvellement des différents éléments d'actif à remplacer et leur cout prévisionnel de renouvellement.

Ce plan de renouvellement existe au niveau national, même s'il s'agit davantage à ce stade, d'un outil d'optimisation fiscale. Le SEY en a trouvé trace dans un rapport de la Cour des Comptes de 2001 qui



mentionne en page 746, « la réforme du plan de renouvellement (...) en vue de substituer à une méthode purement statistique, une méthode qui prenne plus en compte la réalité des contraintes propres aux ouvrages et à leur exploitation. ».

A ce jour, malgré la demande récurrente des autorités concédantes – dont le SEY - aucun plan de renouvellement n'a été transmis aux syndicats d'énergie. En l'état des données qu'ERDF accepte de transmettre, il n'est pas possible de reconstituer les investissements par origine de financement.

Point particulier : litige ERDF/organismes sociaux :

CRAC page 48 : une reprise sur provisions a été décidée au niveau national ; elle est venue impacter les comptes de la concession. Cette reprise de provisions de 1.5 M€ est liée au « solde d'un litige (qui) s'est traduit par un règlement auprès des organismes sociaux de montant équivalents ».

Le SEY souhaite obtenir quelques explications sur ce litige et cette opération comptable qui fait référence à des dates (entre 1997 et 2004) antérieures au contrat de concession, voire à la date de création du SEY (an 2 000).*

Par ailleurs, l'avenant au contrat de concession signé en début d'année 2014 prévoit un allongement de la durée de contrat de 5 ans.

Par conséquent, certains ouvrages vont se retrouver dans le cas où leur amortissement arrive à terme avant la fin de contrat, et à ce titre abonder le stock de provisions. Cela fera l'objet d'un point spécifique dans le CRAC de l'année prochaine.

Les données transmises dans le CRAC ne permettent pas de dissocier les reprises pour utilisation de la provision affectées au renouvellement des ouvrages, de l'impact des changements de méthode

Or, de nouveaux changements comptables sont « en cours à la date de publication du présent compte rendu d'activité » (CRAC page 54). Des modifications sont envisagées en particulier sur les canalisations souterraines en basse tension et en moyenne tension sans précision sur les éléments ayant présidé aux révisions des durées d'amortissement correspondantes.

L'impact de ces futurs changements comptables sur les comptes de la concession n'est pas communiqué. Celui-ci avait été estimé à la demande du SEY par l'AEC :

L'impact financier sur l'économie du contrat de l'augmentation de la durée d'amortissement des canalisations souterraines serait de l'ordre de 50M€.



L'autorité concédante tient à rappeler sa position :

- les changements comptables doivent être justifiés dans leur principe et évalués pour ce qui concerne leurs conséquences sur les comptes de la concession.
- les provisions devenues sans objet doivent demeurer affectées à l'économie du contrat.

*Réponse (partielle) d'ERDF : l'affectation au SEY d'une quote part de cette reprise de provision résulte du transfert de pouvoir concédant des ex AODE vers le SEY. Pas de détail sur le fond.

Calcul du ticket de sortie :

Le ticket de sortie représente le solde des dettes et créances réciproques en fin de concession : Ainsi en fin de contrat, le concédant (ou le futur concessionnaire dans le cas d'un changement de délégataire) devra payer au concessionnaire sortant un « ticket de sortie » égal à :

Ticket de sortie

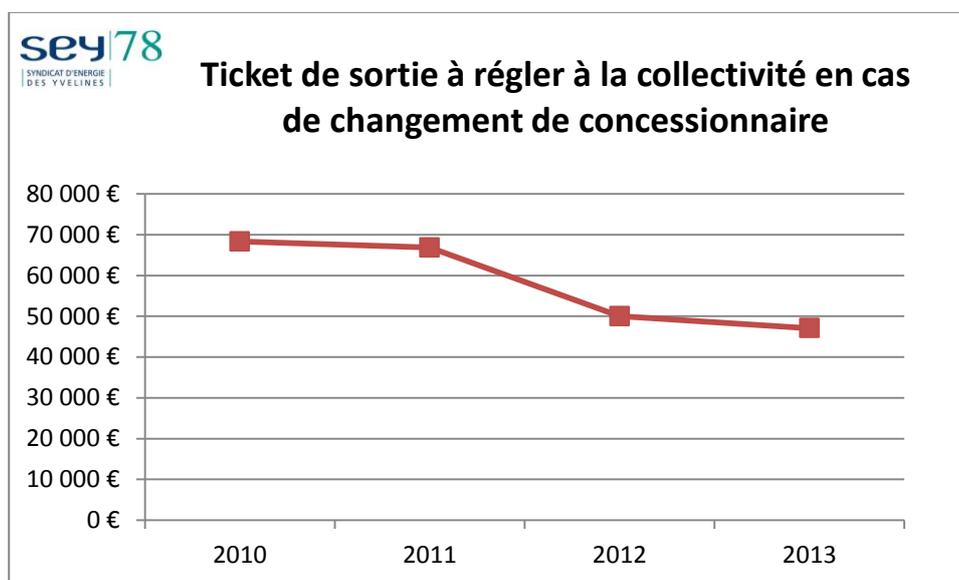
- = valeur nette des biens financés par le concessionnaire
- _ amortissement des financements du concédant
- _ provisions pour renouvellement non utilisées

Si ce « ticket » est négatif, le concessionnaire sortant devra payer une indemnité au concédant en sortie de contrat. C'est le cas du contrat du SEY.

A partir des données communiquées par ERDF et compte tenu des réserves qui portent sur les composants des droits du concédant et les provisions pour renouvellement, il a été estimé le montant du ticket de sortie.

en k€	2010	2011	2012	2013
Valeur nette comptable des financements ERDF	182 753 €	187 793 €	198 664 €	204 536 €
amortissements du concédant (SEY)	102 936 €	108 465 €	112 679 €	118 828 €
Provisions non utilisées	148 155 €	146 147 €	136 003 €	132 786 €
Ticket de sortie	-68 338 €	-66 819 €	-50 018 €	-47 078 €

Evolution du montant que devrait percevoir l'autorité concédante en fin de contrat :



En cas d'évolution législative qui autoriserait le changement de concessionnaire, ERDF devrait s'acquitter d'une indemnité au bénéfice de la collectivité.

CONCLUSION :

Le CRAC d'ERDF est l'outil privilégié permettant l'exercice du contrôle de concession, il permet d'identifier les enjeux, les faits marquants, et de calculer des indicateurs de la bonne exécution du contrat de concession du SEY.

Le SEY constate la qualité du compte rendu 2013, significatif de l'état des lieux du patrimoine, des travaux réalisés et de l'évolution de la concession. Une nuance concerne l'impossibilité pour le SEY de classer les investissements par finalités, en raison de référentiels retenus nationalement.

Les principaux indicateurs retenus sont synthétisés dans le tableau suivant :

	2013	national
TABLEAU DE BORD DE LA CONCESSION DU SEY		
Linéaire BT	5 103 km	701 858 km
Linéaire HTA	3 980 km	622 187 km
Nombre de postes HTA/PT	5 028	763 812
Nb clients	457 581	35 000 000
Chiffre d'affaire EDF	624 M€ (Estimation)	76 milliards d'euros (40 milliards en France)
Chiffre d'affaire ERDF	191 M€	14 milliards d'euros
Recettes TURPE	177 M€	
Energie acheminée	4.13 TWh	396.2 TWh
INDICATEURS DE PERFORMANCE		
Critère B TCC	71 mn	97 mn
Investissement au km (1)	2 985 €/ km (1)	2 399 €/ km
Investissement par usager (2)	78 € /usager	91 € / usager
% enfouis	76%	43%
Age moyen du réseau	28 ans	
Taux de renouvellement	0.7 %	

(1) Investissement sur les biens concédés uniquement

(2) Investissement sur biens concédés et postes sources par point de livraison

Si le partenariat avec ERDF est globalement constructif, on peut néanmoins regretter que la transmission des fichiers de données détaillées soit intervenue de façon un peu tardive. En effet, les fichiers exploitables sont arrivés pour une bonne part après la communication du CRAC fin juin 2014. Le concessionnaire s'en explique en indiquant « ne pas pouvoir transmettre des données pour des valeurs non encore définitivement arrêtées ».

Du point de vue des informations patrimoniales transmises et/ou existantes dans les systèmes d'information du concessionnaire, quelques progrès restent à faire en matière d'inventaire (compteurs, poteaux bétons, ...).

Notons que les accords nationaux passés entre la FNCCR et ERDF œuvrent dans ce sens, ainsi que les dernières jurisprudences qui marquent des avancées majeures en matière de précision des informations transmises par le concessionnaire. De nombreuses données telles qu'elles ont été demandées par le SEY à ERDF ont été intégrées dans le CRAC et on peut en féliciter le concessionnaire.

Enfin, la distribution d'électricité sur le territoire du SEY a un bon niveau de qualité, le réseau est en bon état et sécurisé. Certaines zones notamment au nord du département présentent quelques fragilités, à la résolution desquelles le Syndicat sera vigilant.

La Conférence Loi NOME est aussi l'occasion d'une concertation renouvelée en matière d'investissements, espace de dialogue largement investi par le Syndicat d'Energie des Yvelines qui a coordonné les travaux préparatoires en 2013.

Perspectives :

Pour ce qui concerne les perspectives du contrôle, il convient de rester vigilant sur :

- La prise en compte par le concessionnaire des problématiques liées aux micro-coupures,
- Le volume d'investissement, avec l'élaboration et la mise en œuvre du futur Schéma Directeur d'investissement
- Le contrôle des raccordements dont les impacts financiers sur les budgets communaux sont susceptibles de s'alourdir.

Enfin, le syndicat continue à suivre les pratiques comptables décidées nationalement par le concessionnaire et appliquées localement (VRG, investissements sur les biens de retour, durées d'amortissements...), qui modifient petit à petit l'équilibre économique du contrat de concession.

ANNEXES

1. Sommaire du CRAC 2013 d'ERDF
2. Questions du SEY sur le CRAC 2013
3. Liste des fichiers demandés par le SEY à ERDF en 2014.
4. Réponses d'ERDF aux questions posées par le SEY en 2014
5. Fournisseurs d'électricité recensés sur les communes de moins de 2000 habitants
6. Lettre du cadre territorial sur les provisions pour renouvellement – Analyse de Christian Escallier, cabinet Michel Klopfer

COMPTE-RENDU D'ACTIVITÉ 2013

D'ERDF et D'EDF POUR LA CONCESSION DU SYNDICAT D'ÉNERGIE DES YVELINES



CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

SOMMAIRE

Éditorial	05
Les faits marquants de 2013.....	08
Les enjeux pour 2014	10
Focus sur le réseau public de distribution	13
Les chiffres clés de la concession	14

A. Compte-rendu de l'activité d'ERDF sur votre territoire 18

- A.1 Vos interlocuteurs chez ERDF
- A.2 Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité
- A.3 La proximité avec les clients
- A.4 Les éléments financiers et patrimoniaux de la concession
- A.5 L'ancrage territorial et les actions au service de l'environnement

Annexes au compte-rendu de l'activité d'ERDF : 79

- 1. Les indicateurs de suivi de l'activité
- 2. La liste détaillée des travaux réalisés en 2013
- 3. La liste des communes et de leur Interlocuteur Privilégié (IP)

B. Compte-rendu de l'activité d'EDF pour la fourniture d'électricité aux Tarifs Réglementés de Vente sur votre territoire 95

- B.1 Vos interlocuteurs chez EDF
- B.2 Les évolutions législatives et réglementaires
- B.3 La relation clientèle
- B.4 La solidarité au cœur des valeurs et des engagements d'EDF



CONTRÔLE DE CONCESSION 2014

LISTE DES QUESTIONS À ERDF après examen du CRAC 2013

PATRIMOINE

1 - Connaissance des compteurs :

Lors du précédent contrôle de concession, le SEY avait demandé une synthèse de la situation des compteurs : statut (location, propriété), nombre, âge, modèles, estimation, nombre d'agents chargés du relevé, modalités d'entretien et de contrôle. Voici la réponse d'ERDF communiquée en 2013 :

Réponse d'ERDF concernant les comptages :

- les compteurs ne sont pas localisés par commune et non répertoriés pour le moment dans un système d'information technique (dénombrement, datation, flux de pose et dépose). Ces ouvrages (au vu de leur nombre) sont gérés en masse financière et répartis sur chacune des concessions par le biais de clefs de répartition.
A ce jour, les compteurs sont entrés à l'inventaire (en valeur et non en quantité) par année de mise en service et retirés en masse dès leur fin de vie comptable.
- Pour information, à l'occasion du déploiement du projet LINKY, les nouveaux compteurs seront identifiés individuellement dans les SI de relève. La disponibilité de cette information détaillée rendra possible le suivi financier du stock d'ouvrages et des flux de pose et dépose en comptabilité à la maille communale. La valeur des compteurs détaillée par année de mise en service sera disponible dans les états de contrôles qui seront produits.
- Concernant les modalités d'entretien des comptages des clients ≤ 36 kVA : il n'y a pas de remplacement périodique. Les comptages peuvent faire l'objet d'un contrôle ou de vérification des index à la demande du fournisseur ou à notre initiative après signalement lors de la relève

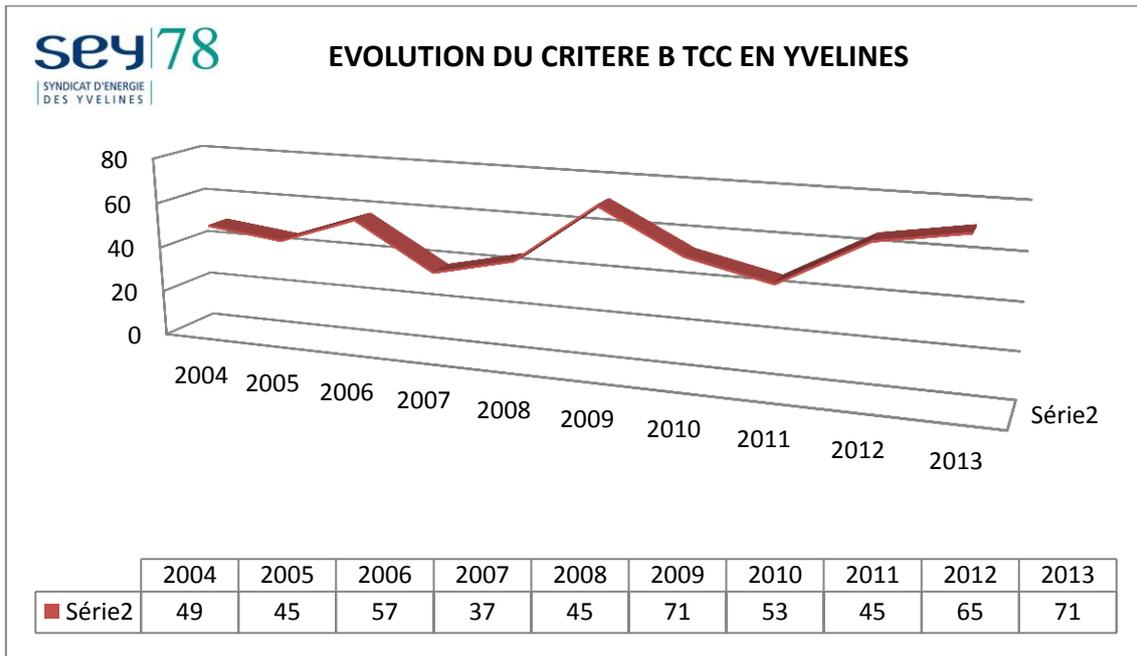
Compte tenu des réponses ainsi apportées, le SEY souhaite connaître le plan de déploiement des compteurs Linky dans la zone pilote (octobre 2015- fin 2016), ainsi qu'une information patrimoniale localisée par commune des compteurs Linky déployés en application de l'avenant 22 signé entre ERDF et le SEY le 18/02/2014.

QUALITÉ DE L'ELECTRICITE

2- Diminution de la qualité de l'électricité :

Le SEY observe que le critère B toutes causes confondues est à son plus mauvais niveau depuis 2009, il a doublé par rapport à 2005.

Le concessionnaire peut-il s'en expliquer ?



Il est évoqué en page 22 du CRAC, l’influence d’un incident arrivé au poste source de Cormeilles, sans lequel le critère B présenterait une évolution favorable. Le SEY entend les arguments présentés par le concessionnaire. Or, les évènements exceptionnels se retrouvent chaque année, et le SEY a souhaité disposer dans le CRAC des critères B TCC (toutes causes confondues) et B HIX (hors évènement exceptionnel)

Cette demande a été entendue et retranscrite dans le CRAC 2013 par ERDF.

Pour autant, le SEY souhaite savoir pourquoi le concessionnaire considère que la partie Travaux HTA concernant cet incident est considérée comme exceptionnelle. Lorsque des travaux sont effectués dans les postes sources, habituellement, le gestionnaire mobilise des moyens pour éviter de couper l’alimentation. Pourquoi une alimentation de secours n’a-t-elle pas été programmée?

3-Interruptions longues :

A l’occasion de l’étude des interruptions longues (fichier des NiTi transmis par ERDF) on constate que le produit de la colonne Nombre de clients coupés (Ni) avec la colonne Durée de l’interruption(Ti) ne correspond pas à la colonne Produit des Ni*Ti.

Expliquer cette différence.

4-Erreur de données :

D’après les fichiers Qualité de l’électricité transmis par ERDF, la colonne durée de coupure mentionnée dans le CRAC page 23 correspond à l’heure de la coupure et non à la durée.

5-Application du décret du 1^o décembre 2011 :

Ce décret rend obligatoire la communication au SEY d'informations sur les incidents sur réseaux.

Art 22 : Information de l'AOD de tout accident survenu sur un ouvrage ou tout évènement affectant la sécurité de l'exploitation ou la continuité du service :

Sans délais : circonstances de l'évènement

Dans un délai de 2 mois : compte rendu qui précise les causes et les conséquences constatées de l'évènement ainsi que les actions correctrices qui ont été conduites.

Le SEY a souhaité dès 2012 que ces dispositions soient mises en oeuvre (mail à ERDF du 03/04/2012, appel téléphonique du 17/04/2012, courrier 2013-177 du 17/04/2012, réunion technique du 09/01/2014) et proposé de définir, dans l'attente d'un arrêté ministériel à sortir, des dispositions de nature à fixer un seuil d'alerte, comme cela se fait dans d'autres concessions.

On peut signaler qu'ERDF a tenu compte de nos remarques en introduisant quelques éléments dans le CRAC (page 23, en comparaison par exemple, du CRAC 2011 pages 15 et 16)) sur les causes et les actions correctives mises en place pour les 3 principaux incidents.

Le SEY demande que le nombre de clients touchés soit systématiquement mentionné sur tous les incidents (exemple, l'incident d'Elancourt, qui a des répercussions sur les clients de la concession), ainsi qu'une synthèse des actions correctives mises en place ou en cours par ERDF (exemple : plan de renouvellement des câbles papiers s'il existe, des boîtes de jonction, etc.....)

TRAVAUX

6-Articles 8 :

Le montant total de l'Article 8 réglé par ERDF pour financer l'enfouissement des réseaux ne correspond pas entre les pages 29 et 92 du CRAC :

Page 29 = 850 000 €

Page 92 = 1 165 734 €

Quelle en est l'explication ? Ce point pourrait-il être amélioré ? En effet, la programmation et la réalisation des travaux Article 8 est un enjeu fort du Syndicat.

7- Travaux d'amélioration du réseau :

Des zones de fragilité ont été identifiées à partir des fichiers d'incidents transmis par ERDF. Une analyse de la qualité par zone a permis de montrer que la plupart des zones fragiles ont fait l'objet de travaux sur le secteur (la concordance travaux-qualité évoquée ici est

géographique : le CRAC ne mentionne pas les impacts techniques directs et il n'est pas possible à ce stade, de faire un lien direct de cause à effet entre les travaux et la qualité pour toutes les opérations).

Il reste toutefois une zone pour lesquelles le SEY considère qu'il n'a pas d'informations: le SEY souhaite qu'ERDF précise les travaux réalisés ou programmés en 2013 sur une zone autour du poste source de Morvent qui enregistre une mauvaise qualité de fourniture.

8- demande de précision, CRAC p 37 :

Dans quelle rubrique d'investissement retrouve-t-on le renouvellement des boîtes de jonction du réseau HTA ?

9- Nombre de raccordements effectués en 2013 :

A la demande du SEY, la liste des raccordements a été transmise sous forme de 2 fichiers, l'un avec extensions, l'autre sans extensions.

CRAC page 84 : le nombre de raccordements cités dans le CRAC ne correspond pas au nombre de raccordements figurant dans les fichiers transmis.

CRAC : 1651

Fichiers transmis : 1605

Expliquer cette différence.

10 –Fichier des raccordements :

Détailler ce que recouvrent les coûts figurant dans les 2 fichiers transmis : colonne « devis » dans fichier des raccordements sans extension, colonne « dépense » dans fichier avec extensions.

11-Montant total des raccordements :

Le total des dépenses engagées figurant dans les 2 fichiers et le recoupement avec les chiffres mentionnés dans le CRAC ne correspondent pas.

Total investissements ERDF « raccordements » CRAC p 29 = 12.7 M€

Total fichiers (colonnes « dépenses » + « devis ») = 6.3 M€

Total des recettes de Tiers (CRAC page 46) = 6.8 M€

Expliquer cette différence.

12-Affectation des recettes de raccordements :

Un changement de référentiel a été opéré par ERDF concernant la présentation des recettes de raccordement dans le tableau des charges et produits d’exploitation liés à ERDF. Désormais « les recettes de raccordement sont affectées à la maille concession au prorata des factures enregistrées dans les systèmes d’information (au lieu d’un prorata au nombre de clients de la concession) » (CRAC page 46).

ERDF peut-il préciser de quelles factures il s’agit ? (Travaux ? Tiers payeur collectivité, aménageur ou industriel ? Usager ? Déduction faite du TURPE ?)

13–Amélioration de l’accueil Travaux :

Plusieurs observations de terrain sont remontées des réunions de proximité avec les maires et/ou les usagers de l’électricité concernant la difficulté de trouver le bon interlocuteur chez ERDF lors des demandes de raccordement.

Lors de ces mêmes réunions de proximité, ERDF avait indiqué qu’une nouvelle organisation avait été mise en place avec la réintégration du service Raccordement dans le périmètre de ERDF suite à la séparation de l’activité fournisseur (EDF) et gestionnaire de réseau (ERDF).

Si le CRAC mentionne en page 85 une diminution globale des réclamations sur les raccordements, existe-t-il un bilan plus détaillé permettant d’évaluer l’évolution du point soulevé ci-dessus, à savoir la multiplicité des interlocuteurs en charge d’un dossier de raccordement ?

14- Evolution des investissements :

Indiquer l’évolution des investissements globaux de ERDF sur le territoire actuel de la concession, si possible depuis 10 ans, en spécifiant les catégories de travaux suivantes – sous format Excel :

TRAVAUX	2004		2005	2006	...	2014
	Part EDF	Tiers externe				
extensions						
renforcements						
renouvellements						
enfouissements						
raccordements						
Postes de transformation						

COMPTABILITE – FINANCES :

15-Recettes d'acheminement (TURPE) : elles ne correspondent pas entre les pages 16 et 46 :

P 16 (consommateurs raccordés au réseau public)	177 108 685 €	Recettes d'acheminement
P 46 (éléments financiers de la concession)	176 849 000 €	Recettes d'acheminement

Justifier la différence.

16- dotations aux amortissements :

ERDF indique en page 50 du CRAC que les dotations sont générées par le système d'information au niveau de la concession « à l'exception des transformateurs ». ERDF peut-il expliquer pourquoi les transformateurs font l'objet d'un traitement particulier ? Ou se trouve le chiffre concernant la dotation aux amortissements des transformateurs ?

17-Provisions pour renouvellement :

CRAC page 48 : une reprise sur provisions décidée au niveau national est venue impacter les comptes de la concession. Cette reprise de provisions de 1.5 M€ est principalement liée au « solde d'un litige (qui) s'est traduit par un règlement auprès des organismes sociaux de montant équivalents ».

Le SEY souhaite obtenir quelques explications sur cette opération comptable qui fait référence à des charges concernant des organismes sociaux entre 1997 et 2004 (le SEY n'existe que depuis l'an 2000).

Comment s'articule ce montant de reprise de provision avec l'avenant 22 abandonnant le flux de provisions jusqu'au terme du contrat ?

Les AODE ont-elles été consultées ou informées dans le processus de décision de cette affectation ?

DIVERS

18-Bilan des fichiers demandés dans le courrier 2014-112 du 26 mars 2014 :

L'ensemble des fichiers demandés a été transmis au SEY entre le 17/04/2014 et le 11/09/2014, à l'exception des supports bétons (non inventoriés) ; la majeure partie des données a été communiquée au SEY à partir de juillet 2014.

Le SEY invite ERDF à transmettre plus tôt, les fichiers relatifs à la qualité de l'électricité, aux producteurs d'énergie décentralisée et aux travaux de raccordements réalisés.

19- Réduction des pertes de SF6 :

ERDF informe le SEY dans le CRAC page 77 d'une action menée sur le territoire Ile de France Ouest pour lutter contre les pertes de SF6 dans l'atmosphère. Or, le SF6 ou hexafluorure de soufre utilisé dans les postes sources et les postes de transformation est un gaz à effet de serre surpuissant (22 800 fois supérieur à celui du CO2). Nous avons calculé que l'action menée sur le territoire IDF Ouest permet de diminuer de 2.2% la quantité de SF6 émise dans l'atmosphère par le réseau électrique français.

Par conséquent, il convient de mettre en valeur l'effort fait par ERDF sur ce sujet.

ERDF peut-il détailler les actions conduites par l'AMEPS (Agence de maintenance et d'exploitation des postes sources) pour améliorer le suivi des pertes et diminuer les émissions de SF6?

20-Mise en œuvre de l'avenant 22 en date du 29/01/2014 :

Cet avenant prévoit une évolution des données transmises pour le contrôle de concession :

- inventaire localisé et valorisé de l'ensemble des transfos HTA/BT à la maille communale (à partir du 01 janvier 2015)
- Suivi détaillé des colonnes montantes
- Inventaire et suivi des branchements
- Inventaire des compteurs Linky
- Rapprochement détaillé des inventaires techniques et comptable et résorption des écarts associés (<2% pour la HTA à fin 2014)

Comment ERDF compte-t-il mettre en œuvre ces transmissions ?

SEY// LR/RC/JPC/CF/GIA - 03/10/2014.

ANNEXE
ETATS A FOURNIR PAR ERDF POUR L'EXERCICE 2013

Patrimoine de la collectivité :

Code INSEE	Nom Commune	Longueur aérien nu HTA 2013	Longueur souterrain HTA 2013	Longueur torsadé HTA 2013	Longueur totale aérien HTA 2013	Longueur totale HTA 2013	Nombre de postes HTA/BT	Longueur aérien nu BT 2013	Longueur souterrain BT 2013	Longueur torsadé BT 2013	Longueur r totale aérien BT 2013	Longueur totale BT 2013	Longueur Totale des réseaux 2013
------------	-------------	-----------------------------	------------------------------	---------------------------	---------------------------------	--------------------------	-------------------------	----------------------------	-----------------------------	--------------------------	----------------------------------	-------------------------	----------------------------------

Requête 29 01 pour les biens localisés et non localisés

Code concess	Code Commune	ETI	Libellé ETI	Code maîtrise d'ouvrage	Quant ité	Date de mise en service	Libellé de l'immobilisation	Durée d'amortissement	Date de fin d'amortissement	Date de fin de concession	Valeur brute historique	Ré-évaluation de 1959	Ré-évaluation de 1976	Valeur nette
Amortissement cumulé		Dotation aux amortissements		Provisions constituées		Dotations aux provisions		Valeur de remplacement		Financements nets ERDF		Apports externes		

Contrôle de la TCFE :

Fournisseur	Adresse	Volume annuel total acheminé et facturé (en kWh)		
		Puissances Max souscrites ≤ 36 kVA	Puissances Max souscrites > 36 kVA et ≤ 250 kVA (208,3 Kw)	Total

Producteurs d'énergie décentralisée

Code INSEE	Commune	Type contrat (collectivité, industrie-commerce, particulier)	Type Production	Nombre d'installations	Puissance Max De EDF	kWh produits
------------	---------	--	-----------------	------------------------	----------------------	--------------

Qualité de fourniture Critère B

Fichier des interruptions de fourniture (incidents et travaux) HTA

Nature int.	Poste source	Libellé court du Départ HTA	Origine	Date	Heure	Durée (mn)	Ni Ti Tot (mn)	Nombre Total Client Coupé	Nombre Total Tarif Bleu Coupé	Nombre Total Tarif Jaune Coupé	Nombre Total Tarif Vert Coupé	Ps Ti Tot (kWh)	Siège	Cause	Ni Ti Tot de la CONCESSION	Nombre de clients BT coupés sur la concession
-------------	--------------	-----------------------------	---------	------	-------	------------	----------------	---------------------------	-------------------------------	--------------------------------	-------------------------------	-----------------	-------	-------	----------------------------	---

Fichier des interruptions de fourniture (incidents et travaux) BT

Nature	Date	Heure	Durée (mn)	INSEE	Libellé Siège de l'interruption	Libellé Cause de l'interruption	Nombre total de clients coupés	Nombre total de tarifs bleus coupés	Nombre total de tarifs jaunes coupés	Nombre total de tarifs verts coupés	NITITOT (en mn)	PSTITOT (en kWh)
--------	------	-------	------------	-------	---------------------------------	---------------------------------	--------------------------------	-------------------------------------	--------------------------------------	-------------------------------------	-----------------	------------------

Contrainte de tension BT : Fichier des départs BT

Code INSEE	Libellé Commune	Libellé court départ HTA	Nom du Poste HTA/BT	Fonction du poste	Local du poste	Nom _depart_ BT	Chute de tension max. transformateur	Max. Admissible Chute de tension totale	Valeur Pointe de DU/U en extrémité du départ BT	Longueur totale du départ	Part d'aérien fils nus du départ BT	Part de torsadé du départ	Nombre Client Mal Alimentés	Nb d'usagers	Nombre de tarif jaune	Longueur faible section (CU<=14 + Autre<=22)	Longueur tronçons Mal Alimentés	Nb usagers pouvant subir des variations rapides de tension	Puis. max. Transitee à risque 2%
------------	-----------------	--------------------------	---------------------	-------------------	----------------	-----------------	--------------------------------------	---	---	---------------------------	-------------------------------------	---------------------------	-----------------------------	--------------	-----------------------	--	---------------------------------	--	----------------------------------

Contrainte de tension HTA: Fichier des départs HTA

Fichier statistique par départ HTA												
Nom du poste source	Nom du Départ HTA	Chute de tension maximum	Longueur totale HTA (m)	Longueur aérien nu HTA (m)	Longueur faible section HTA (m)	Longueur torsade HTA (m)	Longueur souterrain HTA (m)	Typologie du départ HTA	Nombre d'OMT (hors bouclage)	Nombre d'OMT de bouclage	Nombre de poste HTA/BT	Nombre de clients du départ HTA

SEY

Réponse au questionnaire du SEY portant sur l'activité Crac 2013

	La demande	Eléments de réponse d'ERDF
A - Le Patrimoine		
Q 1	Connaissance des compteurs - Connaissance du plan de déploiement - information patrimoniale localisée	*Le projet "linky" a fait l'objet d'information auprès des AODE dès son lancement. En outre, une information du phasage et des communes concernées est transmises régulièrement lors des réunions mensuelles avec le SEY (Cf. présentation du 13 mai 2014) * Conformément à l'avenant 22, ERDF transmettra à l'Autorité Concédante une information sur l'avancement du déploiement des compteurs linky par commune (au plus tôt 2016),
B - Qualité électricité		
Q 2	Baisse du critère B observé par le SEY depuis 2009 le critère B a doublé depuis 2005	La comparaison avec la valeur du critère B en 2005 n'est pas pertinente car le périmètre du SEY a considérablement varié entre 2005 et 2013.
	Incident évoqué au Poste source de Cormeilles Pourquoi, la partie liée aux travaux HTA est considérée comme exceptionnelle ?	L'analyse du critère B depuis 2008 (reprise à la hausse des investissements) montre une nette tendance à l'amélioration. Les valeurs "atypiques" 2012 et 2013 sont liées à un nombre limité d'événements et de grande ampleur (climatique en février 2012, et nappe HTA en sortie de poste source en 2013).
	Pourquoi une alimentation de secours n'a pas été programmée ?	La coupure HTA a la demande des autorités (pompiers) pour une mise en sécurité de l'ensemble des câbles de la
Q 3	Contrôle : Question sur le calcul des NiTi : le produit de la colonne durée avec le Nb de client ne correspond pas au total	Effectivement, le NiTi total prend en compte toutes les phases de réalimentation des clients sur le départ concernés. Le chiffre des clients indiqué dans le crac correspond au nombre total des clients impactés par la coupure. Ceux ci ont été progressivement réalimentés.
C - ERREUR de donnée		
Q 4	page 23 du crac : heure de coupure, et non durée	Dont acte, erreur de report des données lors du montage du crac. Cependant le détail des coupures est fourni de manière exhaustive dans les fichiers de contrôle fournis au SEY.
D - Réglementation		
Q 5	Application du décret du 1er déc. 2011.	Pour rappel de quelques mesures mis en place par ERDF * ERDF informe la collectivité et le SEY de tout incident affectant la continuité dès lors que celui-ci dépasse 100 000 NiTi. * Les collectivités, dont le SEY, ont la possibilité de se rendre sur l'espace collectivités locales sur le site "erdf.fr" pour connaître les incidents en cours * Un numéro dédié permet aux collectivités un accès "privilegié" au CAD * Un point des principaux incidents est réalisé par ERDF lors des rencontres mensuelles * Des fichiers exhaustives des incidents sont fournis au SEY lors de la demande de contrôle
E - TRAVAUX		
Q 6	article 8	Montant de 850 k€ : comprend les règlements et les provisions; Montant de 1166 k€ : comprend exclusivement les versements au SEY en 2013
Q 7	Travaux d'amélioration, Zone de fragilité	le PPI répond à cette demande d'information, une liste de chantier est établi. La zone évoqué est traitée (voir lignes référencées MORVE et BOIN en partie)en complément des travaux récents.
Crac Page 37		
Q 8	renouvellement des boites de jonction HTA	Il n'y a pas de renouvellement systématique des boites de jonction Sur incident, les boites de jonction défailtantes sont imputées dans les dépenses d'exploitation
Crac Page 84		

	La demande	Eléments de réponse d'ERDF
Q 9	Nombre de raccordement : Ecart entre le Crac et les fichiers de contrôle	Les requêtes pour les cracs sont différentes de celles du contrôle. Dans le cadre du contrôle deux fichiers distincts sont fournis : travaux avec Extension (IEP) et travaux de raccordement sans extension (OSR). Dans ce dernier, comme expliqué dans le mail d'envoi du 10 sept dernier, les travaux de modification de branchements ne sont pas fournis, or si on rajoute une liste de 58 affaires de modification de branchement (Changement de puissance avec PDR), l'écart se réduit (+12)soit 0,7%,
Fichier de raccordement		
Q 10	Détailler les montants 1. correspondant au devis 2. correspondant aux travaux	1. Le montant facturé (TTC après réfaction) aux clients suivant le guide des prestations (accessible sur le site "erdf.fr") 2. Montant correspondant au coût des travaux exécutés (dépense brut)
Montant des raccordements	Crac page 29 et 46	
Q 11	Expliquer les écarts entre les montants investissements (raccordement) du crac et les montants indiqués dans les fichiers de contrôle	Les données du crac sont extraites de base comptables, les autres fichiers sont issus IEP pour les travaux avec extension, et OSR pour les travaux sans extension. Ces outils de suivi de chantiers ne permettent pas d'identifier la dépense sur un exercice (Capex).
Affectation des recettes de raccordements	Crac page 46	
Q 12	les recettes de raccordement comment sont t'elles affectées ?	En 2013, toutes les recettes de raccordement sont affectées à la maille de la concession (voir note 3 page 48)
Amélioration de l'Accueil Travaux	Crac page 85	
Q 13		Mise en place du portail raccordement : un numéro de tél ARE dédié depuis plusieurs années, Mise en place de l'Accueil Distributeur, Mise en place d'un interlocuteur unique désigné lors de la demande de raccordement du client,
Evolution des investissements		
Q 14	Demande de spécification des investissements suivant les catégories suivantes (ext, racco, enfouiss, poste, renfo, renouv) depuis 2004	Le détail par finalité est fixé depuis le crac 2010, soit les invest liés au raccordement, à la performance dont 7 lignes de détails, et la logistique. Les valeurs liées aux apports externes sont transmises dans le cadre d'un contrôle (fichier des actifs et passifs de la concession). Le contrôle portant sur l'exercice précédent, il y a lieu de faire la demande annuellement pour constituer un historique. Cependant, depuis 2004 le périmètre de la concession a très fortement évolué rendant difficile la comparaison.
Recette d'Acheminement (TURPE)	Crac pages 16 et 85	
Q 15	expliquer l'écart entre les valeurs indiquées dans le crac	Les données d'acheminement présentées dans le CRAC présentent un écart de 260 k€. Cet écart de 0,1% est dû au fait que l'extraction de cette donnée n'a pas été effectuée à la même date. En effet, ERDF comme toute entreprise est amenée à effectuer des corrections de facturation à postériori. Ainsi des corrections ont été effectuées en 2014 au titre de 2013 ce qui explique cet écart de 250 k€.
Dotations aux amortissements	Crac page 50	

	La demande	Eléments de réponse d'ERDF
Q 16	Les transformateurs	<p>Les transformateurs font partie des biens non localisés. Par définition ils ne sont donc pas gérés à la maille commune. Ils sont gérés jusqu'à présent à la maille des anciens centres de distribution.</p> <p>L'ensemble des valeurs patrimoniales (Valeur Brute, amortissements, PR) est affectée à chaque concession mais au prorata du nombre de clients de l'AODE sur chaque ancien centre de distribution.</p> <p>C'est pourquoi les dotations aux amortissements ne sont pas affectées nativement à chaque concession.</p> <p>Néanmoins, la quote part des dotations aux amortissements des transformateurs est incluse dans la rubrique "Dotations aux amortissements DP" des éléments financiers.</p> <p>Ce mode de gestion a notamment été motivé par le nombre important d'ouvrages ainsi qu'aux modalités de permutation de transformateurs en raison des contraintes d'exploitation.</p> <p>ERDF a engagé depuis plusieurs années un chantier de "localisation" des transformateurs qui devrait voire sa conclusion courant 2015.</p>
Provision pour renouvellement	Crac page 48	
Q 17	reprise de provision de 1,5 M€ (litige organismes sociaux)	<p>La reprise de provision figurant dans la rubrique "Reprises sur amortissements et provisions" ne concerne pas uniquement les reprises de provision effectuées au titre du renouvellement des ouvrages.</p> <p>En effet, cette rubrique enregistre également des reprises de provision effectuées suite à litiges, créances douteuses, avantages au personnel, etc...Aussi, cette reprise de provision enregistrée en produits, n'est aucunement liée à la mise en œuvre de l'avenant 22 qui lui ne concerne que les dotations au renouvellement enregistrées dans les comptes de charge.</p>
Bilan du contrôle		
Q 18	Demande du SEY de transmettre plus rapidement les fichiers de contrôle	Nous avons acté cette demande, cependant un certain nombres de données portant sur l'exercice 2013 ne pouvaient être transmises avant CRAC.
Réduction des pertes de SF6	Crac pages 77	
Q 19	détailler les actions conduites par l'AMEPS	<p>Les principales actions consiste, en lien avec RTE, en des remises en état des étanchéités dans les PSEM (poste source sous enveloppe métallique), notamment au niveau des jeux de barre et tête de câble.</p> <p>Ainsi, des compléments de SF6 (de l'ordre de quelques centaines de gramme) sont effectués sur les têtes de câble et sur les PSEM.</p> <p>La règle fixée dans la politique de maintenance ERDF est qu'un équipement, sur lequel on intervient 2 fois dans un délai de 6 mois, fasse l'objet d'une recherche de fuite et d'une réparation. Sur le 78, et sur les 3 dernières années, le PS de Versailles a fait l'objet d'une maintenance curative.</p>
mise en œuvre de l'avenant 22		
Q 20	Amélioration des données patrimoniales (données localisées)	<p>Mise en œuvre de l'avenant 22 : Le travail est en cours, Schéma directeur et PPI partagé avec le SEY, cela fera l'objet d'un avenant avant la fin de l'année "Ave 24",</p> <p>Le travail sur l'inventaire des transformateur est finalisé, une présentation sera faite au SEY lors d'une prochaine rencontre,</p> <p>Pour le reste , les outils et l'organisation sont en cours de déploiement,</p>

FOURNISSEURS D'ELECTRICITE *

FOURNISSEURS	Part d'électricité acheminée Sur 119 communes du SEY de moins de 2000 habitants
EDF	96.16 %
GDF Suez	2.21 %
DIRECT ENERGIE	1.62%
ENERCOOP	0.02%
ENERGEM	0.0002%

*Source : déclarations TCFE des communes de moins de 2000 habitants

FICHE TECHNIQUE

LES CONCESSIONS D'ELECTRICITÉ NE SONT PAS EXEMPTES D'ENJEUX FINANCIERS - LE CAS PARTICULIER DES PROVISIONS POUR RENOUELEMENT D'ERDF

par Christian ESCALLIER

SOMMAIRE

INTRODUCTION : DES ENJEUX (TROP) MÉCONNUS

1. L'ORGANISATION ELECTRIQUE FRANCAISE

- 1.1 L'imbrication d'activités réglementées et libéralisées
- 1.2 La tarification de l'électricité et le « TURPE »

2. L'ÉPINEUSE QUESTION DES PROVISIONS POUR RENOUELEMENT D'ERDF

- 2.1 Prérequis comptables, fiscaux et financiers
- 2.2 L'attitude d'ERDF vis-à-vis des provisions
- 2.3 Que penser de l'attitude d'ERDF ?
- 2.4 Un Régulateur apparemment embarrassé

CONCLUSION : LA NECESSITÉ D'UNE MOBILISATION DES CONCÉDANTS

INTRODUCTION : DES ENJEUX (TROP) MÉCONNUS

Le monde communal ignore souvent qu'il est titulaire d'une compétence de distribution et de fourniture d'électricité. Et lorsqu'il en a conscience, ce qui est au minimum le cas des syndicats ça et là constitués à cet effet, il ne prend pas nécessairement la mesure des (considérables) enjeux financiers qui s'y rapportent.

Or, face à lui, se tient un concessionnaire pour l'heure « obligé », EDF/ERDF, dont les vues n'ont pas de raison naturelle de converger systématiquement avec l'intérêt général.

Il faut se rendre à l'évidence : les principaux actionnaires du groupe EDF – l'Etat à 84,7%, des porteurs boursiers pour 13,2% – poursuivent des objectifs patrimoniaux et financiers qui leur sont propres.

Les motifs de confiante résignation des concédants sont légion :

- *EDF/ERDF est encore perçu comme un acteur public, voire comme une quasi-administration ; il entretient au demeurant sagement cette image (à l'instar de Dexia ou de France Télécom dans d'autres domaines bien connus des collectivités ...).*
- *Les contrats de concession sont conclus sur de (très) longue durée : 25-30 ans ou plus.*
- *Le législateur a fait du groupe EDF et des distributeurs non nationalisés¹ les seuls gestionnaires des réseaux publics d'électricité et fournisseurs au tarif réglementé. Dès lors que l'aiguillon de la mise en concurrence fait (semble-t-il) défaut, les moyens de pression peuvent être jugés inopérants.*
- *Les concédants locaux n'ont pas de prise directe sur les tarifs nationaux. Ils n'ont pas davantage de pouvoir formel sur les décisions d'investissement du distributeur.*
- *L'intervention d'une autorité administrative indépendante, la Commission de Régulation de l'Energie (« CRE »), joue un rôle rassurant.*

¹ *Les distributeurs non nationalisés, dits « DNN » sont historiquement présents dans certaines zones du territoire, comme Grenoble, Strasbourg, Metz, la Vienne, les Deux-Sèvres, ... Ils couvrent environ 5% du marché. Il leur est interdit de s'étendre.*

Ces arguments ne doivent pas faire illusion. La relation financière entre d'un côté EDF/ERDF, de l'autre les collectivités et les usagers qu'elles représentent, pâtit de profonds dysfonctionnements, dont certains sont abordés ci-après. L'expérience montre que quelques concédants opiniâtres parviennent à la rééquilibrer (un peu).

Et puis plusieurs événements sont susceptibles de changer la donne. Depuis peu, ERDF lui-même communique sur le mauvais état des réseaux qu'il gère², preuve s'il en est de ce que l'organisation en place n'est pas optimale ! Dans le même temps, d'éminents juristes pointent le risque de non-conformité de son monopole avec le droit communautaire³.

En clair, il n'est pas interdit de penser que les concessions de distribution et de fourniture d'électricité doivent être mises en concurrence à un horizon proche⁴. Qu'on s'en félicite ou qu'on le déplore, il faut savoir une chose : les spécificités du secteur, en particulier la péréquation nationale via le tarif unique, ne constituent en rien un obstacle technique à cette ouverture ...

La présente fiche, après un rappel de l'organisation électrique française, développe l'un des volets cruciaux de la relation financière concédants / concessionnaire : les provisions pour renouvellement. Quelque 11 Mds € sont en jeu.

1. L'ORGANISATION ÉLECTRIQUE FRANÇAISE

1-1. L'IMBRICATION D'ACTIVITÉS RÉGLEMENTÉES ET LIBÉRALISÉES

La filière électrique comprend schématiquement 4 étapes :

- la production,
- le « transport » par le réseau de très haute tension,
- la « distribution » par le réseau moyenne et basse tension jusqu'à l'utilisateur final,
- la commercialisation.

De la Libération jusqu'au début des années 2000, un opérateur unique, EDF, opérateur public exclusif, assurait ces différentes missions (hors « DNN »).

Sous l'impulsion du droit européen sont survenues plusieurs évolutions majeures :

- Une libéralisation de la fourniture... qui laisse à la charge d'EDF des missions de service public :

Depuis le 1^{er} juillet 2007, la fourniture d'électricité, c'est-à-dire sa commercialisation et, en amont, sa production, est ouverte à la concurrence. Tout client peut « faire valoir son éligibilité » pour s'approvisionner auprès de fournisseurs « alternatifs » (voire d'EDF lui-même), à prix de marché.

Les usagers n'ayant pas fait valoir leur éligibilité continuent d'acquitter un « tarif réglementé » fixé par le Gouvernement après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

La survivance, partiellement contestée par la Commission européenne⁵, de ce tarif réglementé, n'est pas, loin de là, une spécificité française. Sa motivation l'est davantage, à savoir la part élevée (80%) d'une production nucléaire dont le prix de revient s'avère en temps normal très inférieur à celui de l'électricité thermique.

Si le marché était totalement libéralisé, la « rente » nucléaire échapperait aux consommateurs : en effet, les prix, auxquels la demande d'électricité est très peu élastique, monteraient jusqu'à rentabiliser les unités de production les plus coûteuses, les centrales thermiques.

Les fournisseurs alternatifs briguent d'ailleurs, et pourraient obtenir sous peu, un accès substantiel à l'électricité nucléaire. Ils l'achèteraient à EDF pour la revendre à leurs clients.

- Le maintien des réseaux au sein du secteur public réglementé :

² Jusqu'à une date récente, ERDF a nié cette dégradation des réseaux, pointée par nombre de concédants. Son revirement, qui a valeur d'aveu, est motivé par la volonté d'obtenir de l'Etat des revalorisations tarifaires conséquentes ...

³ Les fêrus de droit liront sur ce sujet le très complet article du Professeur Philippe Terneyre dans AJDA du 21 septembre 2009.

⁴ Consciente de ce risque, la Ville de Paris, dont la concession arrivait à échéance le 31 décembre 2009, a préféré conclure de gré à gré un avenant de prolongation de 15 ans plutôt qu'un nouveau contrat. Un opérateur privé a aussitôt déposé un recours contestant la procédure ... pour se raviser quelques jours après.

⁵ La Commission conteste le maintien du tarif réglementé au profit des entreprises, non des particuliers.

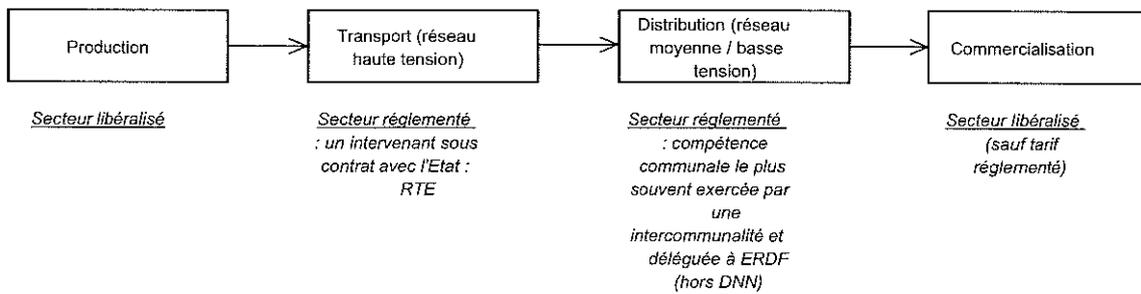
Tous les fournisseurs disposent d'un droit d'accès aux réseaux à un prix unique et transparent, lui aussi fixé par le Gouvernement sur avis de la CRE : le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité, dit « TURPE », lequel comprend deux fractions :

- un TURPE transport,
- un TURPE distribution.

Pour assurer une transparence des coûts et (tenter de) prévenir toute subvention croisée entre fourniture (partiellement) concurrentielle et réseaux (totalement) réglementés, deux sociétés ont été créées par démembrement d'EDF :

- Réseau de Transport d'Electricité (RTE), société de capitaux obligatoirement « publics », qui applique un contrat passé avec l'Etat.
- Electricité Réseaux Distribution de France (ERDF), qui agit donc en tant que concessionnaire des collectivités (cf. supra).

La filière électrique en France

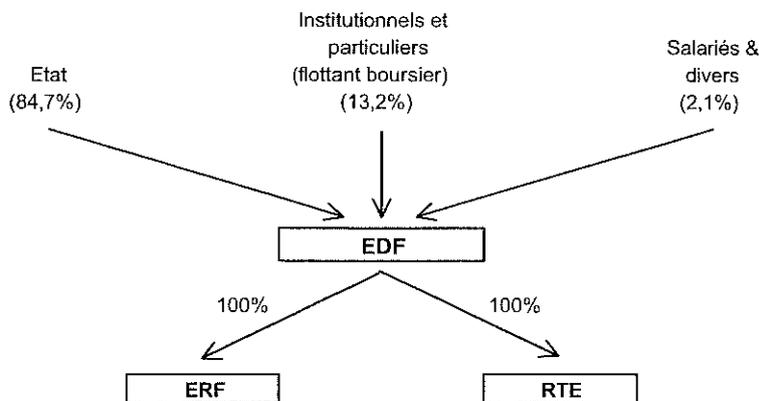


Source : Cabinet Michel Klopfer

La séparation juridique garantit-elle l'étanchéité entre les différentes activités autrement dit que le secteur réglementé – les réseaux – ne subventionne pas l'activité concurrentielle ? Les développements à venir montreront que des présomptions du contraire peuvent au minimum être nourries, même si la CRE veille au grain ...

En tout état de cause, qu'EDF soit restée actionnaire à 100% des deux nouvelles sociétés est de nature à attiser les tentations ... d'autant que d'étroites interactions subsistent entre les entités (centralisation de la trésorerie, prestations réciproques, dividendes, ...).

Le groupe EDF en France



Source : Cabinet Michel Klopfer

1-2. LA TARIFICATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET LE « TURPE »

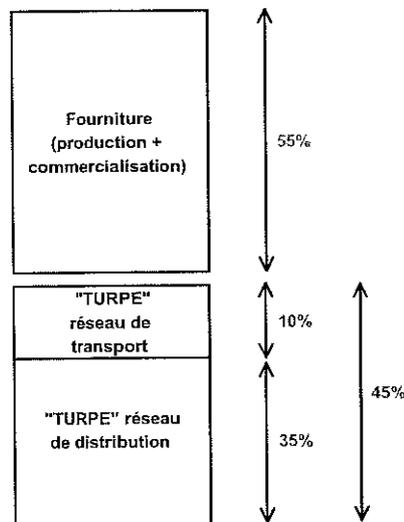
1-2-1 : Décomposition du prix de l'électricité : le poids du « TURPE » distribution :

Le tarif réglementé d'électricité distingue :

- une part fourniture (production + commercialisation),
- une part acheminement : le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) transport et distribution.

Un usager résidentiel (« tarif bleu »), payant une facture *moyenne*, supporte à quasi-parité des coûts de fourniture (55%) et de réseaux (45%), dont 35% au titre de la distribution.

**Décomposition du tarif réglementé
bleu moyen (2009)**



1-2-2 : Que paie le « TURPE » ?

1-2-2-1 : L'architecture générale du « TURPE »

L'individualisation du « TURPE » remonte à 2002, quand l'ouverture progressive du marché de la fourniture électrique a imposé de facturer à tous les opérateurs – EDF et les « alternatifs » le juste prix des réseaux. Auparavant, tous les coûts étaient fondus dans la comptabilité d'EDF, intervenant unique.

Ce TURPE, principal revenu de RTE et d'ERDF, est ajusté chaque année au vu notamment (pas seulement) de l'inflation.

Mais, afin d'offrir un minimum de visibilité aux différents acteurs, sa formule générique est arrêtée par périodes de 3-4 ans.

Depuis 2002, 3 « périodes tarifaires » se sont succédé, prosaïquement baptisées « TURPE 1 » (novembre 2002 – décembre 2005), « TURPE 2 » (2006 – juillet 2009) et « TURPE 3 ». Cette dernière a pris effet en août 2009 et s'achèvera fin 2012.

La construction du TURPE par la CRE obéit à une logique simple : compenser les charges nettes des gestionnaires de réseaux tout en assurant une rentabilité correcte des capitaux investis. Le schéma ci-contre décrit les grandes masses sur la période 2009-2012 :

- Le TURPE (3) est déterminé pour assurer un revenu annuel moyen d' 11,4 Mds € aux gestionnaires de réseaux, dont 8,3 Mds € nets à destination de la distribution (ERDF).
- Ces 8,3 Mds € paient à 60% des dépenses de fonctionnement : achat des pertes⁶, impôts, maintenance du réseau, ...

⁶ ERDF et RTE sont tenus de racheter pour le compte des fournisseurs l'électricité perdue sur leurs réseaux. C'est l'une des principales charges d'ERDF (16% du TURPE distribution), et, à l'autre bout de la chaîne, un revenu majeur ... du fournisseur EDF. La facture acquittée a

- Les 40% restants vont à l'investissement sous deux formes : amortissement et rémunération des capitaux investis.

Décomposition du TURPE 3 du point de vue d'ERDF
Moyenne 2009-2012 en Mds €

Dépenses	Recettes	
Péage RTE 3,0		TURPE TRANSPORT 3,0 Mds €
Achat des pertes 1,3		
Impôts & taxes : 0,7	Revenus issus du "TURPE" 11,4	TURPE DISTRIBUTION 8,3 Mds €
Exploitation du réseau 4,3		
Amortissement des immobilisations 1,6		
Rémunération à 7,25% des capitaux investis (intérêts de la dette + bénéfice) 2,2		
	Raccordements : 0,6	
	Apports concédants : 0,6	
	Divers (dont CRCP) : 0,5	

Source : Cabinet Michel Klepfer

1-2-2-2 : Le traitement des investissements dans le « TURPE »

Les investissements sont traités selon le schéma suivant : Quand ERDF investit 100 sur une durée de 40 ans, le TURPE annuel lui apporte de quoi :

- couvrir l'amortissement : $100 / 40 = 2,5/\text{an}$,
- rémunérer les capitaux investis par l'entreprise à un rendement de 7,25% : 7,25 la 1^{ère} année, 7,1 la 2^{ème} (du fait de l'amortissement), 6,9 la 3^{ème}, ...

Les apports des collectivités concédantes sont logiquement déduits de l'assiette.

Le taux de 7,25%, générant un revenu moyen de 2,2 Mds €/an, est une composante majeure du TURPE. S'il excède le coût d'endettement du groupe EDF, estimé par la CRE à 4,80%, c'est pour tenir compte du risque de l'activité. Rien d'abusif, dans le principe, à la prime de 2,45%. Les concessionnaires habituels des collectivités, dans les domaines de l'eau, des transports, des télécoms, ..., exigent des taux de rentabilité voisins ou supérieurs.

1-2-3 : Le « TURPE », un tarif peu responsabilisant

Si les principes du « TURPE » sont arrêtés de manière pluriannuelle, son montant n'est qu'indicatif. En effet, plusieurs de ses composantes seront appréciées au vu des réalisations effectives. Parmi elles :

- les (sur)primes d'assurance tempête d'ERDF,
- la taxe professionnelle,
- les recettes particulières liées au raccordement de nouveaux usagers,
- les rachats d'électricité destinés à compenser les pertes (cf. supra),
- la consommation : les tarifs unitaires seront revalorisés à due concurrence de sa baisse et vice-versa (ce qui a pour effet d'immuniser ERDF contre les actions de maîtrise de l'énergie),
- l'impact des investissements : amortissement et rémunération des capitaux à 7,25%.

d'ailleurs subitement gonflé il y a peu, par suite de l'obligation de rachat non plus à un tarif représentatif des coûts du nucléaire, mais à prix de marché.

Toute variation d'un de ces paramètres eu égard aux prévisions est valorisée dans un « compte de régularisation des charges et produits » (« CRCP »), apuré par imputation sur le tarif des années ultérieures. De la sorte, le distributeur récupère les moins-value et restitue les plus value au titre des postes concernés.

Au regard de l'impératif d'exploitation « aux risques et périls » de l'opérateur, la qualification juridique de « concession », peut dès lors se discuter.

Via le « CRCP », c'est l'usager qui supporte les risques les plus lourds : baisse de la demande, surcoûts d'investissements, dérapage de multiples charges.

In fine, l'entreprise n'assume que les aléas liés à l'exploitation du réseau, somme toute mesurés s'agissant de technologies bien éprouvées à l'échelle de périodes tarifaires de 3-4 ans !

Prenant acte des limites d'un tel système, TURPE 3 comporte une innovation : l'intéressement, et donc l'incitation, d'ERDF, à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité. Mais la démarche demeure timide : le malus facturable à ERDF en cas de manquements est plafonné à 60 M€, soit ... 0,7% de ce que lui procure le TURPE ...

1-2-4 : La dualité de taux de rémunération de 7,25%.

Investir dans des réseaux de distribution ne recèle donc pas de risques substantiels. C'est pourquoi le taux de rémunération de 7,25% n'a rien de chiche.

Mais le groupe EDF, car c'est là l'échelle réelle de décision, peut en avoir une lecture différente. Si le TURPE lui apporte de quoi amortir et rémunérer (correctement donc) ses financements, il ne lui apporte pas les financements eux-mêmes. Ne préférera-t-il pas affecter sa ressource, par essence rationnée, à des emplois certes plus risqués, mais potentiellement plus rémunérateurs, dans le domaine de la production, en France ou à l'étranger ... ?

La filialisation d'ERDF et la fixation du tarif par l'autorité publique n'ont en rien réglé ce conflit d'intérêts. Pour s'extraire du dilemme, il faudrait que :

- les investissements soient imposés au distributeur, comme dans les autres concession locales ; par qui ? la CRE a récemment revendiqué ce pouvoir, par analogie avec celui dont elle dispose déjà dans le domaine du transport (RTE) ; mais les collectivités concédantes ne seraient-elle pas les mieux placées pour l'exercer efficacement, dans le cadre bien entendu d'une coordination nationale⁷ ?
- et/ou la rupture ou l'allègement du lien capitalistique entre EDF et ERDF (qui distribue 75% de ses résultats à sa maison-mère).

2. L'ÉPINEUSE QUESTION DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT

Les développements ci-dessus ont passé sous silence la question des provisions pour renouvellement.

Si subtile en soit l'approche comptable et financière, le constat et la problématique s'énoncent crûment et n'ont rien de bien original :

Le bilan 2008 d'ERDF fait état de 10,6 Mds € de provisions pour renouvellement accumulées au fil du temps. La somme est considérable, équivalente à 4 années d'investissements prévisionnels du distributeur (2009 à 2012) et à plus d'un an de TURPE.

A qui cet argent « appartient » -il ? A ERDF, qui en disposerait à sa guise, ou bien aux clients sous forme de réinvestissements non répercutés sur le TURPE ?

ERDF a un avis sur la question, qui coïncide avec son intérêt financier. Les concédants, à quelques exceptions notables près (Paris, SIPPAREC, ...), s'expriment peu, de même que les associations de consommateurs.

⁷ La Ville de Paris a fait de cette question un axe majeur de son récent avenant de prolongation de la concession (cf. supra). Elle a obtenu d'être étroitement associée à la définition du programme d'investissement d'ERDF, ce qui, eu égard aux pratiques, est déjà une substantielle avancée ... Mais l'entreprise conserve le dernier mot.

Il est impensable de juger de la position d'ERDF, et partant, d'argumenter face à lui, sans une connaissance minimale des mécanismes comptables, fiscaux et financiers en jeu. C'est l'objet de la partie 2-1. Puis les termes du débat seront posés, suivis d'éléments de réponse. (parties 2-2 et suivantes).

2-1 PRÉREQUIS COMPTABLES, FISCAUX ET FINANCIERS

2-1-1 : Raison d'être et signification des provisions pour renouvellement ?

Comment une entreprise prépare-t-elle le renouvellement d'un bien ? Elle passe une dotation aux amortissements qu'elle intègre (si tout va bien) à son prix. Ce faisant, elle dégage progressivement des liquidités à même d'apurer l'endettement contracté pour financer l'immobilisation et/ou de reconstituer sa trésorerie pour réinvestir. Cela peut ne pas suffire. Un bien acheté 100 va donner lieu à 100 de dotations aux amortissements, mais sera renouvelé pour (par exemple) 150 du fait de l'inflation.

La provision pour renouvellement a vocation à anticiper ce surcoût lié à la dérive monétaire (les 50 de l'exemple). Elle est annuellement passée en charges en sus de l'amortissement et donc *a priori* intégrée à la tarification (à défaut l'entreprise risquera d'être déficitaire ...). Elle est calculée au vu des indices de prix constatés au fil de l'eau.

Elle sera élevée pour des biens de longue durée de vie (> 15-20 ans) ... comme les réseaux électriques, amortissables sur 40 ans. Une provision constituée pendant 40 ans au taux d'inflation moyen de 3%/an, finit par représenter 70% du coût de renouvellement.

La faculté de doter des provisions en sus des amortissements normaux est réservée aux entreprises concessionnaires. Pourquoi cette spécificité? parce qu'un concessionnaire n'est pas propriétaire des immobilisations qu'il exploite (réputées appartenir à la collectivité « ab initio »). Pour peu qu'il ait à les renouveler avant le terme de son contrat, il subit donc une moins-value patrimoniale. Il est autorisé à l'anticiper.

Pendant longtemps, EDF a provisionné l'intégralité des renouvellements.

Une loi de 2004 l'a limité aux seuls opérations devant survenir avant le terme des concessions en cours, le banalisant eu égard aux autres concessionnaires, jamais assurés d'être reconduits. Implicitement, le législateur a pris acte de ce que le monopole puisse prendre bientôt fin ...

En 2005, beaucoup de concédants attentifs ont ainsi pu observer une chute de leur matelas de provision.

2-1-2 : Justification des provisions pour renouvellement

Par delà une doctrine comptable pauvre sur le sujet, existent deux références fortes :

- le cahier des charges type des concessions électriques⁸, auquel se réfèrent 95% des contrats, impose au distributeur « *de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement* » (article 10).
- une instruction fiscale de 1998 autorise sous condition leur déduction fiscale par les concessionnaires : c'est une aubaine pour un groupe comme au ERDF, auquel les 10,6 Mds de provision ont fait économiser près de 4 Mds d'impôt sur les bénéfices,

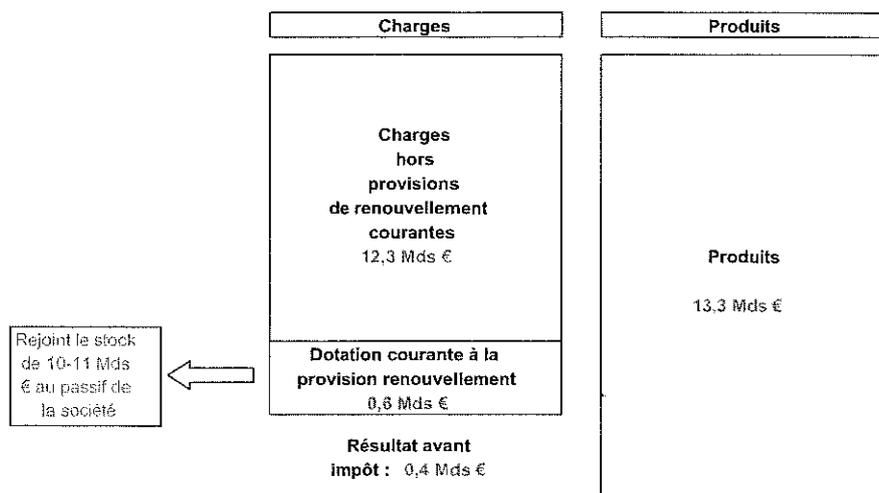
2-1-3 : Où se nichent les provisions pour renouvellement dans les comptes ?

Dans un système comptable en partie double, elles apparaissent à deux endroits :

- Pour les flux annuels : en charges du compte de résultat (0,6 Md € en 2008 chez ERDF),
- Pour le stock accumulé et non encore consommé, au passif du bilan (10,6 Mds € fin 2008 chez ERDF).

⁸ Le modèle actuel de cahier des charges des concessions de distribution et fourniture d'électricité a été établi en 1992 par la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et EDF puis approuvé par le Ministère de l'Industrie.

Le traitement des provisions dans les comptes 2008 d'ERDF



Source : Comptes 2008 d'ERDF, synthétisés par Cabinet Michel Klopfer

Le passif témoigne de la dette à l'égard des concédants, pas de l'existence de liquidités. Mais alors une question se pose, entretenue par le terme même de « provision » : où sont ces liquidités ?

A l'origine, elles ont existé : la dotation à la provision a beau n'être qu'une écriture comptable, elle a été équilibrée au moyen des produits sonnants et trébuchants (si l'entreprise a été bénéficiaire). Que sont devenus ces derniers ?

Ils ont rejoint les caisses de l'entreprise, sans qu'aucune règle comptable, fiscale ou autre exigeât leur sanctuarisation pour garantir le renouvellement le moment venu. Il est d'ailleurs de saine gestion de ne pas les laisser « dormir » et de les employer par exemple à se désendetter temporairement ! Lorsque les provisions auront à être mobilisées, l'emprunt sera réalisé.

Qui a compris tout cela évitera deux écueils communs :

- Conclure, en observant que le bilan 2008 d'ERDF affiche seulement 0,3 Md de liquidités, que l'argent des provisions a été « détourné ». Il a été provisoirement réaffecté, en toute légalité.
- En sens inverse : voir dans les provisions une simple écriture comptable sans la moindre contrepartie de trésorerie et en déduire que l'utilisateur devra apporter les moyens de procéder aux renouvellements.

ERDF exprime ce dernier point de vue. Il a tort.

2-1-4 : Le devenir des provisions pour renouvellement

Une provision n'est pas éternelle. Elle disparaît :

a) En cours de contrat :

- soit parce qu'elle est consommée : au sein du passif comptable, elle change alors de rubrique ; de dette, elle devient « droit du concédant » ; en fin de contrat, elle doit diminuer la valeur de reprise par la collectivité des biens non amortis ;
- soit parce qu'elle devient sans objet, le renouvellement n'ayant finalement pas eu lieu ou s'avérant moins coûteux que prévu, ... : elle est alors versée dans le résultat de l'entreprise et échappe à la sphère publique.

Du point de vue des concédants, y a là un enjeu majeur de contrôle. Veiller à ce qu'un concessionnaire, dotant les provisions grâce au prix puis les reprenant dans ses résultats, ne fasse pas payer une seconde fois les renouvellements au travers revalorisation tarifaire et/ou d'une indemnité de sortie surévaluée ...

b) En fin de contrat :

Il s'agit alors de solder les comptes de la concession. Les clauses contractuelles s'appliquent, sauf disposition législative⁹. Toutes les options sont imaginables.

2-2 L'ATTITUDE D'ERDF VIS-A-VIS DES PROVISIONS

ERDF passe scrupuleusement les dotations que lui imposent les cahiers des charges des concessions.

La question des provisions se pose en deux circonstances :

- En fin de contrat : que deviennent les sommes non utilisées ? reversement à la collectivité ? recyclage dans la nouvelle concession ? appropriation par ERDF ?
- En cours de contrat quand des problèmes de qualité de réseau sont mis en évidence, liés à d'éventuels sous-investissements (cf. les effets des tempêtes de 1999 et 2009).

Le distributeur défend une position ferme : les provisions ne constituent en rien un droit des concédants / usagers à des investissements ou à un quelconque reversement.

Il invoque deux arguments, publiquement exprimés depuis quelques mois, en réponse aux critiques essuyées après la tempête Klaus qui a frappé le Sud-Ouest début 2009 :

- Argument 1) L'utilisateur, au travers du TURPE, n'a pas financé les provisions. Dès lors, il n'a pas à les revendiquer. Pour supporter les surcoûts de renouvellement, il faut relever le prix de l'électricité.
- Argument 2) Les provisions ne constituent pas des disponibilités pour investir sur les réseaux car les deux seules sources de financement sont la trésorerie et la dette.

Ceci posé, ERDF s'arroge une grande liberté de gestion des provisions. Ainsi :

- Il a fait savoir à plusieurs concédants que les provisions non utilisées en fin de contrat lui revenaient Sitôt exprimée, cette position a admis une dérogation, révélant qu'elle n'était pas intangible : l'avenant de prolongation de la concession parisienne recycle le stock de provisions non consommées au 31/12/2009. C'est là une avancée majeure, dont devront assurément se prévaloir d'autres autorités concédantes. Mais attention, elle n'a de sens que correctement articulée avec le mode de calcul de l'indemnité de sortie de la nouvelle concession¹⁰ !

- Il réintègre régulièrement dans ses résultats des provisions jugées inutiles sans la moindre concertation avec les concédants, le Régulateur, ...

En 2007 par exemple, considérant que les compteurs électroniques lui coûteraient moins cher que prévu à renouveler, il a ainsi repris une somme 441 M€. Dans le même temps, il lançait un projet de « compteurs intelligents » estimé à plusieurs Mds € à répercuter sur les usagers ...

2-3 QUE PENSER DE LA POSITION D'ERDF ?

2-3-1: Sur le sort des provisions en fin de concession

La loi ne disant rien du sujet, il faut se référer aux contrats.

L'article 31 A du cahier des charges type énonce : « *L'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations sera remis à l'autorité concédante qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé* »

⁹ L'article 54 de la loi sur l'eau du 30 décembre 2006 a institué un dispositif s'apparentant au reversement obligatoire aux collectivités délégantes des sommes prévues pour les renouvellements et grosses réparations et non consommées. Seuls sont visés l'eau et l'assainissement, non l'électricité ...

¹⁰ D'un point de vue financier, il ne suffit pas d'écrire que les provisions restent dans la concession. Encore faut-il que, à l'échéance, la part des renouvellements qu'elles ont permis de financer n'ait pas à être indemnisée au concessionnaire ...

La formule d'indemnisation insérée dans l'avenant parisien est extrêmement technique. Elle se décline en plusieurs options ; l'une défalque bien les provisions des immobilisations à indemniser au terme des 15 ans ; une autre, de probabilité non nulle, ne le fait pas.

Difficile de faire plus sibyllin ... La notion rassurante de reversement au concédant apparaît bien, mais sa portée semble très atténuée. Ne seraient concernés :

- que l'excédent des provisions sur le prix réel des renouvellements, non les provisions dans leur intégralité.
- que les provisions relatives aux renouvellements ultérieurs aux contrats : or, depuis la loi de 2004 précitée, ces renouvellements ultérieurs n'ont plus à être provisionnés ! Telle est en substance la lecture d'ERDF.

Supposons qu'il en aille ainsi ... A contrario, aucune disposition législative ou contractuelle ne proscriit :

- le reversement aux concédants, avec obligation bien sûr de les affecter au réseau,
- l'injection dans la concession suivante.

A vrai dire, tant que le monopole du groupe EDF sur les réseaux ne se discutait pas, le sort des provisions en fin de contrat était une non-question.

Mais dans le contexte actuel, le distributeur se trouve confronté à un choix pervers: soit il utilise les provisions et il les perd (du fait de l'intégration aux droits du concédant), soit il diffère les renouvellement et il récupère l'argent.

Puisque seuls sont provisionnés les renouvellements prévisibles avant la fin des contrats, les enjeux pourraient sembler marginaux. Il n'en est rien, comme l'illustrent deux cas parmi d'autres :

- au terme de la concession parisienne, le 31/12/2009, 370 M€ de provisions restaient inutilisées ;
- non loin de là, le Syndicat de la périphérie parisienne (SIPPEREC) a pu calculer que, si le rythme d'investissement récent d'ERDF se maintenait, 254 M€ de provisions subsisteraient à la fin de son contrat, en 2019.

Ces chiffres disent long du sous-investissement du distributeur, que confirment les contrôles techniques.

2-3-2: Sur la non-rémunération des provisions par le TURPE

ERDF fait de cette assertion la clef de voûte de son argumentaire sur les provisions. Reconnaissons lui d'avoir parfaitement posé le débat :

- Si l'usager n'a pas payé les provisions, alors il ne saurait exiger un droit de regard sur leurs reprises et/ou refuser de financer les renouvellements via le TURPE et les indemnités de sortie de concession qu'il faudra sans doute payer un jour.
- Mais dans le cas contraire, tout l'argumentaire du distributeur s'effondre !

A première vue, ERDF a raison : dans TURPE 3 (2009-2012), tout comme dans TURPE 2 (2006-2008), la CRE ne cite pas les provisions.

Mais il faut dépasser les apparences. Et tout d'abord remonter dans le temps, le gros du stock de 10,6 Mds € ayant été constitué avant TURPE 2 (rappelons que les réseaux sont amortis et donc provisionnés sur 40 ans).

Distinguons 3 périodes :

a) L'avant TURPE 1 (jusqu'en octobre 2002) :

A l'époque, la comptabilité de réseaux n'était pas dissociée. Le Gouvernement fixait un tarif réglementé global en fonction de divers objectifs, parmi lesquels le pouvoir d'achat des usagers, mais aussi l'équilibre financier d'EDF (auquel il était déjà intéressé).

Le tarif ne couvrait donc pas *explicitement* les provisions. Mais il serait absurde d'en tirer argument car, partant de là, aucune charge (entretien, amortissements, frais financiers, ...) n'était nommément couverte !

En l'absence de données comptables spécifiques au réseau de distribution, un moyen indirect permet de forger une opinion : c'est d'observer les résultats d'EDF. Si, malgré la déduction des dotations aux provisions, ils sont restés bénéficiaires, et même suffisamment positifs pour rémunérer correctement les fonds propres, alors comment nier que les usagers ont été mis à contribution ? Et vice-versa.

La réponse est dépourvue d'ambiguïté. Au cours des 10 années qui précéderent l'individualisation du TURPE, EDF a dégagé une très respectable rentabilité sur fonds propres : en moyenne plus de 10%, ce malgré les provisions !

Résultats et rentabilité de la société EDF de 1991 à 2001

Chiffres en M€	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997*	1998	1999	2000	2001	Moyenne
Résultat social EDF**	363	282	324	293	335	581	464	1 205	1 083	771	1 345	
Capitaux propres	2 648	2 888	3 107	3 269	3 428	3 688	12 557	12 843	13 687	14 060	15 065	
Rentabilisation du capital au 1/1 par le résultat	14,6%	10,7%	11,2%	9,4%	10,2%	16,9%	12,6%	9,6%	8,4%	5,6%	9,6%	10,8%

* Année de recomposition du bilan, avec la récupération de la propriété d'une partie du réseau qui gonfle mécaniquement les fonds propres

** Y compris rémunération de l'Etat assimilable à des dividendes en ce qu'elle est adossée aux apports en capital

Source : comptes annuels EDF traités par Cabinet Michel Klopfer

La conclusion est claire : l'usager a bel et bien payé les provisions antérieures à 2002.

b) La période de TURPE 1 (novembre 2002 – décembre 2005) :

Ces 3 ans et 2 mois ne souffrent d'aucune ambiguïté : les provisions faisaient clairement partie des charges imputées au TURPE. Plusieurs écrits de la CRE l'attestent. Nul ne le conteste d'ailleurs ... sinon ERDF par omission.

c) Les périodes TURPE 2 & 3 (janvier 2006 – décembre 2012) :

En 2006, la CRE révisa sa méthode de valorisation des investissements dans le TURPE optant pour une approche plus économique, dissociée de la comptabilité d'EDF/ERDF. Les provisions ne sont plus nommément désignées comme charges à couvrir. Mais ont-elles vraiment disparu ? Il est permis de considérer que non.

Au départ du raisonnement, un constat factuel : TURPE 2 et 3 apportent de l'ordre de 2 Mds €/an à ERDF pour rémunérer une trentaine de Mds € de financements de l'entreprise au taux de 7,25% (cf. supra).

Bilan d'ERDF au 31/12/2008

Actif = emplois	Passif = ressources
Immobilisations nettes 41,6 Mds €	Capitaux propres 3,0 Mds €
Créances 4,1 Mds €	Financements déjà récupérés sur les usagers ou obtenus des concédants = droits du concédant 26,3 Mds €
Trésorerie : 0,3 Md €	Provisions pour renouvellement en attente d'utilisation 10,6 Mds €
	Dettes d'exploitation et divers 6,1 Mds €

Source : Comptes annuels ERDF, retraités par Cabinet Michel Klopfer

Mais ERDF a-t-il vraiment mis en œuvre la trentaine de Mds € de financements qui lui est attribuée ? Assurément non, puisque ne sont pas soustraites (au minimum) :

- les 10,6 Mds € de provisions non consommées, ressource gratuite qu'il est libre de valoriser comme il l'entend tant que les renouvellements visés n'interviennent pas et dont le bilan montre qu'elles sont utilisées à ne pas emprunter (cf. schéma ci-dessous),
- des provisions consommées et par là même transférées en droits du concédant, de montant difficile à reconstituer, mais substantiel.

Via le TURPE, les consommateurs paient donc $10,6 \text{ Mds} \times 7,25\% = 0,8 \text{ Mds €/an}$ pour indemniser le coût d'une ressource, les provisions non utilisées, qu'ils ont eux-mêmes apportée ! ... (sans même évoquer la rémunération des provisions transférées en droits du concédant, elles aussi indûment rémunérées à 7,25%)

C'est 1,5 fois plus que les dotations annuelles aux provisions pour renouvellement (0,5 Md €) dont ERDF déplore l'absence de financement !.

Le principal argument d'ERDF ne résiste donc pas à l'analyse : les usagers ont de tous temps apporté et continuent d'apporter les sommes permettant de doter les provisions pour renouvellement, voire davantage. Il est donc inadmissible que ces provisions leur échappent.

N.B. incidente : Une fois dans les comptes d'ERF, quelles charges les 2 Mds € de rémunération de financements du TURPE viennent-ils équilibrer ? Assurément pas des intérêts étant donné qu'ERDF n'a pas de dette financière (cf. le bilan 2008 supra). Une fois déduits les 0,5 Md € de dotations aux provisions, ils devraient former un bénéfice courant avant impôt d'1,5 Md €. Or qu'observe-t-on ? En 2007-2008, ERDF exhibe un résultat hors mouvements exceptionnels quasi-nul (0,1 à 0,2 Md €).

Où est passée la différence ? Comment ne pas songer à des transferts vers la maison-mère ? Le groupe EDF n'a aucun intérêt à ce que sa filiale ERDF affiche une situation trop opulente lorsqu'il s'agit de négocier des hausses de tarif électrique ...

2-4 UN RÉGULATEUR APPAREMMENT EMBARRASSÉ

Les provisions sont susceptibles d'influencer de deux manières le tarif d'électricité proposé par le Régulateur :

- elles le majorent au titre des dotations : les développements ci-dessus montrent qu'il en a bien été ainsi,
- elles le réduisent au titre des reprises, venant contrebalancer une partie de l'impact des investissements.

La CRE n'ignore pas du tout cette seconde problématique.

Dans les documents de consultation publique préalables à TURPE 3, datés du 26 août 2008, elle prônait d'ôter 340 M€/an pendant 10 ans aux charges à couvrir par le tarif du fait de la reprise des provisions constituées sous TURPE 1, « afin d'éviter une double rémunération des actifs ». 6 mois plus tard, le 26 février 2009, sa proposition au Gouvernement n'y faisait plus allusion, sans explication.

Indépendamment de ce revirement, elle n'a jamais motivé le choix de laisser de côté les provisions dotées avant et après TURPE 1.

Comment comprendre l'arbitrage de fait en faveur du groupe EDF et de l'Etat actionnaire, contre l'ensemble concédants / consommateurs, sans la moindre justification ? ...

Une chose est sûre, le Conseil d'Etat aura prochainement à prendre position, saisi de recours sur TURPE 3 portant notamment sur cette question des provisions.

CONCLUSION : LA NECESSITÉ D'UNE MOBILISATION DES CONCÉDANTS

La présente fiche tente d'éclairer l'une des dysfonctionnements majeurs de la relation financière entre ERDF et les collectivités concédantes : près d'11 Mds € de renouvellements payés via provisions, risquent d'être supportés une seconde fois par les consommateurs contre toute évidence. Mais il est bien d'autres griefs : une information comptable et patrimoniale indigente, des motifs de double-rémunération qui ne se limitent pas, loin de là au cas des provisions¹¹, une péréquation nationale peu transparente, ...

En arrière-fond de ces dysfonctionnements, il y a une évidence : avec un temps d'avance sur des collectivités atomisées (1 200 contrats en vigueur), représentatives de territoires très différents (ruraux et urbains), échaudées par la complexité, pour ne pas dire l'opacité entretenue, des mécanismes financiers en jeu, le groupe EDF se prépare soigneusement à la probable ouverture du marché des concessions de distribution. Et, plus généralement, il défend des intérêts d'actionnaires dont il faut cesser de croire qu'ils rejoignent naturellement ceux des collectivités.

Il devient urgent que les concédants prennent la mesure des enjeux financiers liés à leurs contrats, et fassent entendre leur voix, au bénéfice des consommateurs.

¹¹ Les spécialistes auront pensé au traitement comptable du financement des raccordements réalisés par ERDF, ou encore l'indexation selon un taux d'intérêt des valeurs nettes d'immobilisations à indemniser en fin de concession.