

Rapport de concessions 2016

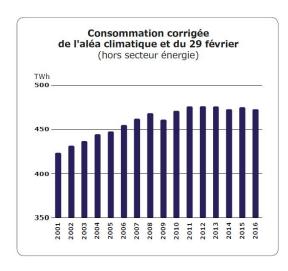


Préambule : Le Bilan électrique de RTE (Réseau de Transport d'Electricité)

En 2016, le bilan électrique acte de la baisse de la production nucléaire et de l'augmentation de production des énergies fossiles malgré la diminution de la production issue du fioul et du charbon mais également de la hausse du parc de production installé en France.

Dans son bilan électrique 2016, RTE observe la poursuite de la reprise de la consommation brute d'électricité en France avec une augmentation de 1.5% par rapport à 2015 (483 TWh) ainsi que la poursuite de la croissance du parc de production d'électricité renouvelable.

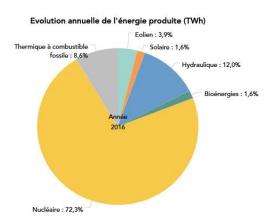
Corrigée de l'effet météorologique et de l'année bissextile, la consommation en France Métropolitaine se stabilise à 473TWh.



Cette stabilisation s'observe à tous les niveaux (PME/PMI, Ménages et grande industrie) malgré une progression dans le secteur de la sidérurgie (+4,9%) ou celui de la métallurgie (+0,8%).

La température moyenne plus froide (-0.8°C par rapport à 2015) explique en partie la hausse brute observée.

La couverture de la consommation électrique par la production issue des énergies renouvelables est en hausse de 4.8% et égale le niveau record de 2014 en atteignant 19.6%

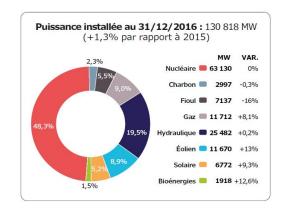


La production solaire croît de 11,3%, en lien avec l'augmentation de la capacité du parc.

La production hydraulique croît de 8,2%. Cette augmentation s'explique par les importantes précipitations de la fin du printemps

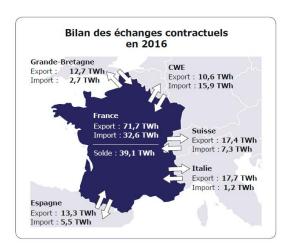
La production éolienne est en légère baisse de 1,8% par rapport à l'année précédente. Malgré l'augmentation du parc installé, la production éolienne a été pénalisée par des conditions météorologiques moins favorables durant la fin d'année.

Le parc de production d'électricité progresse en 2016 de 1 700 MW (+1,3%) par rapport à l'année 2015. Il atteint 130 818 MW, porté par le développement des énergies renouvelables (+2 200 MW) qui compense largement la réduction du parc thermique à combustible fossile (-488 MW).



Les échanges transfrontaliers, très élevés en 2014 et 2015, diminuent avec 104,3 TWh échangés, en lien avec la baisse de la production française nucléaire

Le solde des échanges est globalement exportateur (39.1 TWh) mais présente un solde négatif avec l'Europe Centrale de l'Ouest pour la première fois depuis 2010



Au cours des huit premiers mois de l'année, les prix de marché ont été au plus bas depuis plus de dix ans,avec 28 €/MWh en moyenne en France.

A partir de l'automne, on constate une hausse très importante dans toute l'Europe, avec des pics de prix en France, en Grande-Bretagne, en Belgique et en Suisse

Cette situation s'explique par la disponibilité historiquement basse du parc nucléaire français à partir de septembre ainsi que par des indisponibilités de longue durée de réacteurs nucléaires suisses et belges. La fermeture au printemps 2016 de plus de 4 GW de centrales charbon en Grande-Bretagne contribue également aux pics de prix.

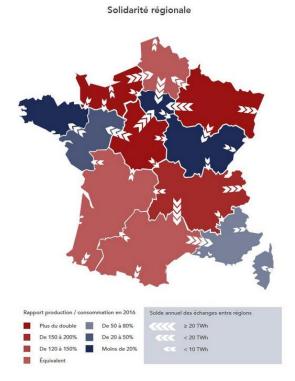
Les dispositifs d'effacement de la consommation se maintiennent autour de 1900 MW de capacité pour 2016

Le mécanisme d'ajustement permet en effet à RTE de moduler les niveaux de la production, de la consommation et des échanges pour assurer en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande.

RTE a investi 1,5 milliards d'euros pour renforcer le réseau et assurer la solidarité électrique entre les territoires.

Les principaux investissements ont porté sur la mise en service de l'axe 400 kV entre Charleville et Reims, la poursuite des travaux construction côté français de de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus, la restructuration du réseau 225 kV de la Haute Durance, le projet 2Loires de reconstruction de l'axe 225 kV assurant l'interconnexion entre la région Auvergne, la vallée du Rhône et le Massif Central, et le renforcement du Centre Bretagne. De l'ordre de 60% des investissements ont été réalisés sur des ouvrages existants.

Par son maillage, le réseau de transport permet de mutualiser les ressources de production d'électricité pour répondre aux besoins de chaque territoire.



Les régions les plus importatrices sont l'Île-de-France, la Bourgogne-Franche-Comté, la Bretagne et les Pays de la Loire. L'approvisionnement en électricité de ces régions passe par des flux importants en provenance des autres régions, en transitant par les régions limitrophes dans le cas de la Bretagne par exemple. Ces échanges sont assurés pour l'essentiel par le réseau public de transport.

L'organisation de la distribution publique d'électricité

Il est essentiel de comprendre comment s'articule le système électrique français de son origine aux lois qui le régissent en 2016 pour avoir une bonne lecture des éléments juridiques, techniques et financiers de ce rapport.

Le cadre réglementaire de l'organisation de la distribution publique de l'électricité a beaucoup évolué au fil du temps pour renforcer le rôle des collectivités locales et leur donner de nouvelles missions.

Le fil conducteur de l'énergie trouve son origine à la fin du 19ème siècle avec la nécessité d'organiser l'accès de l'énergie électrique à tous les usagers.

Avec la loi du 15 juin 1906, les communes deviennent les propriétaires de leur réseau d'électricité. Elles sont dotées d'un pouvoir concédant et peuvent ainsi établir des conventions avec un concessionnaire autour d'un cahier des charges fixant les droits et les obligations des deux parties.

Un certain nombre d'entre elles se regroupent en syndicats de communes dont certains à cadre départemental ou interdépartemental. La gestion du service public est parfois assurée en régie.

Toutefois. la construction des réseaux de transport et de distribution obéissant à une logique de rentabilité, les zones rurales à faible densité de population n'intéressent pas les investisseurs privés car les potentiels de consommation sont faibles. Pour aider au financement de ces travaux en zone rurale, est créé en 1936 le Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ) qui apporte, toujours aujourd'hui, aux communes rurales des aides pour la réalisation de travaux d'extension et de renforcement des réseaux de distribution d'électricité. Transformé en compte d'affectation spéciale "Financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale" en 2013, le FACÉ existe toujours et finance 80% du montant HT de programmes de travaux réalisés par le SIED 70. En 2016, l'aide apportée a été de 2 111 000 €.

Les obligations des autorités organisatrices de la distribution d'électricité

Autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE), le SIED 70 a négocié les contrats de concession selon un modèle adopté par les pouvoirs publics en 1992. Cela s'est traduit, par la signature de 2 contrats de concession avec, d'une part, EDF en 1995 et, d'autre part, la SICAE en 1996. Chacun de ces 2 contrats a une durée de 30 ans et est constitué d'une convention, d'un cahier des charges et de ses annexes.

Propriétaire du réseau de distribution publique d'électricité avec ses adhérents, l'autorité concédante se doit de bien connaître son patrimoine, de suivre son évolution et d'assurer une mission de contrôle des concessionnaires désignés. Cette mission est fixée à l'article L. 2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT) qui dispose :

"Sans préjudice des dispositions de l'article 23 de la loi nº 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi nº 46-628 du 8 avril 1946 précitée, négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions.

Les autorités concédantes précitées assurent le contrôle des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz. A cette fin, elles désignent un agent du contrôle distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz tient à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées dont il dépend informations d'ordre économique. commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci. dans les conditions prévues par les dispositions de l'article 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité et de l'article 9 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. Il communique chaque année, notamment, la valeur brute, la valeur nette comptable et la valeur de remplacement des ouvrages concédés."...

Le contrôle de la concession de distribution publique de l'électricité s'appuie sur des contrôles continus à partir des informations recueillies sur le terrain par les élus, les agents du SIED 70 ou par tout usager :

- Des réunions régulières avec les concessionnaires, auxquelles s'ajoutent des rencontres thématiques;
- L'analyse des rapports d'activité des concessionnaires. Chaque année, le concessionnaire remet au SIED 70 un compte-rendu annuel d'activité de concession (CRAC) rendant compte de son activité pendant l'année précédente. Les données fournies par les concessionnaires sont analysées par les services du SIED 70 afin d'obtenir la vision

- la plus précise possible de l'état de la concession.
- L'analyse des données fournies par Enedis et la SICAE en fonction des demandes du SIED 70.

Au sein du SIED 70, un agent est assermenté pour effectuer des missions de contrôle, selon les dispositions définies dans l'article L. 2224-31 du CGCT qui précise :

"I. [...] Des fonctionnaires et agents parmi ceux qui sont chargés des missions de contrôle visées aux alinéas précédents sont habilités à cet effet par le maire ou par le président de l'établissement public de coopération et assermentés dans les conditions prévues par l'article 43 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 précitée pour les fonctionnaires et agents habilités par le ministre chargé de l'énergie et pour les agents de la Commission de régulation de l'énergie habilités par son président. [...]"

Le contrat de concession a - bien entendu - évolué depuis sa signature pour suivre la réglementation. Une mise à jour du cahier des charges a été adoptée en juillet 2007 et le SIED 70 avait au 31 décembre 2016, conclu 28 avenants avec EDF et Enedis, d'une part, et 9 avec la SICAE, d'autre part.

Le CRAC de l'année 2016 de chacun des 2 concessionnaires est consultable sur le site Internet du SIED 70, rubrique "Missions", puis "Rapports d'activité et de contrôle".

Périmètre d'étude du contrôle de la concession

Pour la 5ème année, le contrôle porte sur l'intégralité du département de la Haute-Saône, ce qui permettra de bien mesurer l'évolution du réseau départemental de distribution publique d'électricité et la qualité, d'une part, de l'électricité qui y est distribuée et, d'autre part, du service apporté aux usagers tant au niveau

de la distribution que de la fourniture aux tarifs réglementés.

Cette vue globale permettra également de pouvoir comparer les 2 distributeurs d'électricité du département, bien que leur territoire soit assez différent, celui de SICAE EST étant essentiellement rural.

Organisation de la distribution d'électricité en Haute-Saône

Un contrat de concession a été signé entre le SIED 70 et :

- EDF en novembre 1995 pour une durée de 30 ans (avec ERDF filiale d'EDF en charge de la distribution publique de l'électricité, depuis le 1^{er} janvier 2008, Enedis depuis le 31 mai 2016).
- la SCICAE de Ray-Cendrecourt en décembre 1996 pour une durée de 30 ans (la SCICAE de Ray-Cendrecourt étant devenue SICAE EST en 2013).

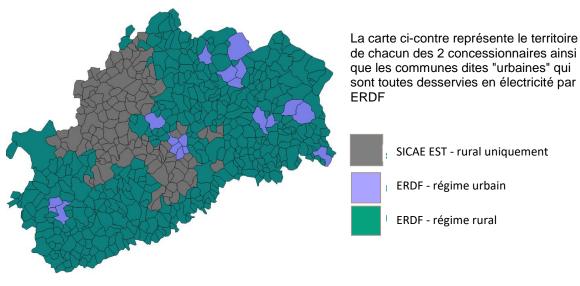
Le SIED 70 exerce la maîtrise d'ouvrage de certains travaux d'électrification sur les 542 communes du département.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le SIED 70 et les concessionnaires selon la catégorie de communes - au sens de l'électrification - est la suivante :

NATURE DES OPERATIONS		OUVRAGE
	urbaines	rurales
Renforcement des canalisations HT	concessionnaire	concessionnaire
Renforcement des postes de transformation et des canalisations BT	concessionnaire	SIED 70
Raccordement pour les puissances supérieures à 250 kVA	concessionnaire	concessionnaire
Raccordement pour les puissances inférieures ou égales à 250 kVA	concessionnaire	SIED 70
Desserte extérieure de zones	concessionnaire	SIED 70
Partie des extensions situées à l'intérieur des zones	SIED 70	SIED 70
Branchements	concessionnaire	concessionnaire
Intégration des ouvrages dans l'environnement	SIED 70	SIED 70

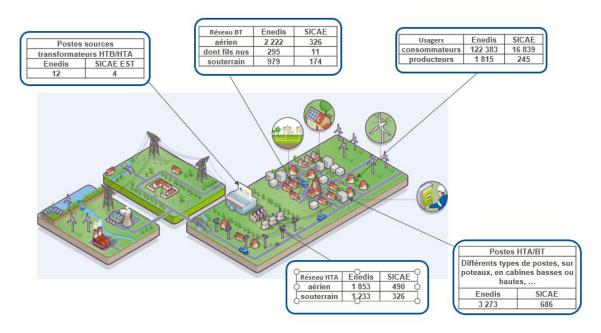
Au 31 décembre 2016, les 19 communes dites "urbaines" au sens de la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification sont les suivantes : ARC-LES-GRAY, CHAMPAGNEY, ECHENOZ-LA-MELINE, FOUGEROLLES, FROIDECONCHE, GRAY, GRAY-LA-VILLE, HERICOURT, LURE, LUXEUIL-LES-BAINS, NAVENNE, NOIDANS-LES-VESOUL, PORT-SUR-SAONE, RONCHAMP, ROYE, SAINT-LOUP-SUR-SEMOUSE, SAINT-SAUVEUR, VAIVRE-ET-MONTOILLE et VESOUL.

Les 523 autres communes sont dites "rurales" au sens de l'électrification.



Les ouvrages du SIED 70 sur les zones d'intervention des 2 distributeurs d'électricité





Définitions :

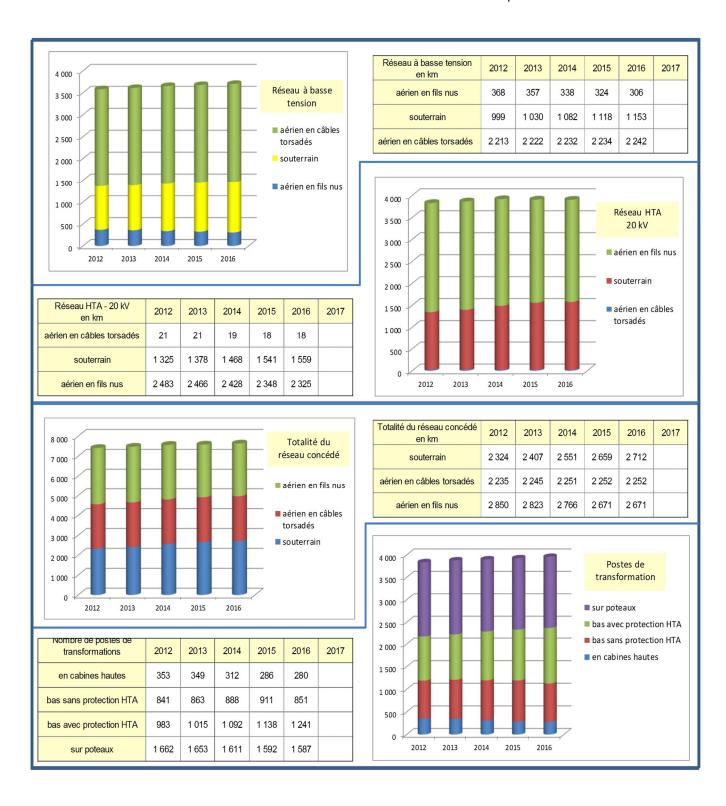
- HTB : pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA: pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV (20 kV essentiellement).

La composition du réseau syndical d'électricité était au 31 décembre 2016 pour chacune des 2 concessions, celle détaillée sur le tableau ci-après qui précise l'évolution de chacune des 2 concessions depuis que le SIED 70 regroupe l'ensemble des communes de Haute-Saône :

	Distributeur			SICAE EST	-		Enedis						
Anr	née de référence	2013	2014	2015	2016	Evolution 16/15	2013	2014	2015	2016	Evolution 16/15		
Population of	de la concession (31/12)	25 547	25 592	25 538	25 428	-0,4%	214 148	214 158	213 418	213 768	0,2%		
Nombre d'usage	ers de la concession (31/12)	16 656	16 659	16 618	17 048	2,6%	120 697	121 168	121 709	122 383	0,6%		
	fils nus		16,4	14,0	11,0	-21,4%	338,3	329,1	310,0	295,2	-4,8%		
Réseau à	câbles isolés	315,9	314,9	314,0	315,0	0,3%	1 908,5	1 916,9	1 919,6	1 927,2	0,4%		
basse tension (en km)	réseaux souterrains	130,0	155,5	169,0	174,0	3,0%	899,4	926,7	949,4	978,5	3,1%		
(en km)	Total	464,3	486,8	497,0	500,0	0,6%	3 146,2	3 172,7	3 179,1	3 201,0	0,7%		
Réseau à haute	aérien	523,0	516,0	508,0	490,0	-3,5%	1 919,9	1 881,0	1 852,4	1 853,4	0,1%		
tension de catégorie A	souterrain	284,0	307,8	315,0	326,0	3,5%	1 121,4	1 160,6	1 217,6	1 233,1	1,3%		
(en km)	Total	807,0	823,8	823,0	816,0	-0,9%	3 041,3	3 041,6	3 070,0	3 086,5	0,5%		
	sur poteau	375	359	353	353	0,0%	1 278	1 253	1 239,0	1 242,0	0,2%		
Nombre de	en cabine haute	85	68	58	55	-5,2%	254	244	228,0	225,0	-1,3%		
postes de transformation	en cabine basse	208	248	271	278	2,6%	1 670	1 732	1 777,0	1 806,0	1,6%		
	Total	668	675	682	686	0,6%	3 202	3 229	3 244,0	3 273,0	0,9%		

Au total, le réseau à basse tension présente un taux d'enfouissement de 30.57% contre 42% pour le réseau national. Pour la HTA les mêmes valeurs sont respectivement de 39.95% et 45%.

On trouvera ci-dessous l'évolution du réseau couvrant la totalité des communes du département de 2012 à 2016 :



Présentée en valeurs relatives, ci-après cette même évolution depuis 2004 sur le territoire du syndicat devenu départemental en 2012 est la suivante :

Na	ture de l'ouvrage	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Dássau à	aérien en fils nus	13,4%	13,0%	12,8%	12,3%	11,4%	11,1%	10,3%	9,9%	9,3%	8,8%	8,3%
Réseau à basse	en câbles torsadés isolés	66,3%	65,8%	63,8%	62,3%	62,2%	61,9%	61,8%	61,6%	61,1%	60,8%	60,69
tension	souterrain	20,4%	21,3%	23,5%	25,5%	26,3%	27,0%	27,9%	28,5%	29,6%	30,4%	31,1
	aérien en fils nus	73%	72%	69,2%	67,4%	67,1%	66,2%	64,8%	63,8%	62,0%	60,1%	59,6
Réseau à								<u>'</u>				
haute tension A	âbles torsadés sur supports	1%	1%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,49
	souterrain	27%	27%	30,2%	32,0%	32,3%	33,2%	34,6%	35,7%	37,5%	39,4%	40,0
Total	aérien en fils nus	43,6%	43,0%	41,3%	40,1%	40,2%	39,6%	38,5%	37,8%	36,6%	35,2%	34,6
réseau	câbles torsadés	32,8%	32,6%	31,8%	31,1%	30,4%	30,1%	30,2%	30,0%	29,7%	29,7%	29,7
concédé	souterrain	23,6%	24,4%	26,9%	28,8%	29,4%	30,2%	31,4%	32,2%	33,7%	35,1%	35,7
	ransformateurs sur poteaux	49,8%	49,7%	46,6%	45,3%	45,3%	44,1%	43,3%	42,6%	41,3%	40,5%	40,1
Postes de	cabines hautes	11,7%	11,6%	10,2%	9,9%	10,1%	9,6%	9,2%	9,0%	8,0%	7,3%	7,19
transfor- mation	bas sans protection HTA	18,4%	18,4%	19,7%	19,7%	19,9%	21,2%	21,9%	22,2%	22,7%	23,2%	21,5
	bas avec protection HTA	20,1%	20,2%	23,5%	25,1%	24,7%	25,1%	25,6%	26,2%	28,0%	29,0%	31,3
0,0% 0,0% 0,0% 0,0% 0,0% 0,0%	0,500,500,500,500,500,500,500,500	60,09 50,09 40,09 20,09 10,09	%	an ans	2011	2013	2015	— aérien en fils nus — câbles torsadé sur supports — souterrain				
50,0% 45,0% 40,0% 35,0% 30,0% 25,0% 20,0% 15,0%			Totalité réseau concéd		60,0 50,0 40,0 30,0 20,0	0% 0% 0% 0%					Postes of transforma — transfo sur pote — cabines — bas san	rmateur eaux hautes
5,0% 0,0%	2007 2008 2012 2013	2015		-souterrain	0,0	0%	⁵⁰⁰¹ ⁵⁰⁰⁹	2011	2013 201			ion HTA

La consommation d'électricité

Pour chacune des 2 concessions du SIED 70, on trouvera ci-dessous un tableau précisant pour chacune des 3 catégories de la tarification, le nombre d'usagers alimentés et leur consommation.

Tarifs		Nombre		Cons	sommation en	MWh	Consomma	ation moyenne	d'un usager
	ENEDIS	SICAE EST	TOTAL	ENEDIS	SICAE EST	TOTAL	ENEDIS	SICAE EST	TOTAL
Bleu: =<36Kva	121 072	16 693	137 765	647 232	85 308	732 540	5,35	5,11	5,32
>36Kva	926	79	1 005	108 433	9 435	117 868	117,10	119,43	117,28
HTA: poste privé	385	31	416	509 185	39 899	549 084	1 322,56	1 287,06	1 319,91

On notera la suppression des tarifs réglementés supérieurs à 36kVA au 31 décembre 2015 en application de la loi du 7 décembre 2010 sur la « Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité », dite Loi NOME reprise dans le Code de l'Énergie (L 337-9 du Code de l'Energie).

La production d'électricité

Au 31 décembre 2016, le département de la Haute-Saône comptait 2060 producteurs d'électricité, en augmentation de 3,15 % par rapport à 2015.

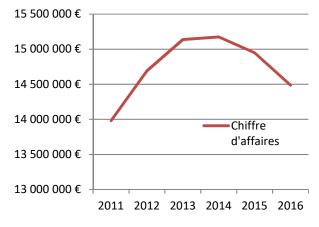
Parmi ces sites de production, au 31/12/2016, aucune électricité générée n'était d'origine éolienne sur ce territoire.

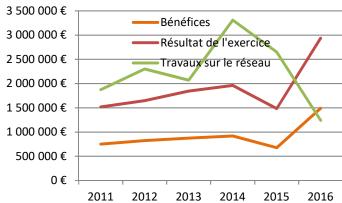
SICAE EST

Ci-dessous l'évolution des chiffres clés de SICAE EST avec sa représentation graphique :

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Chiffre d'affaires	13 981 047 €	14 690 487 €	15 138 048 €	15 174 232 €	14 948 116€	14 487 170€
Impôts sur les bénéfices	752 564 €	825 703 €	874 218 €	920 953 €	677 231 €	1 491 614 €
Résultat de l'exercice	1 520 363 €	1 649 758 €	1 846 590 €	1 963 908 €	1 484 044 €	2 936 240 €
Travaux sur le réseau*	1873469€	2 302 827 €	2 071 086 €	3 308 530 €	2 650 916 €	1 241 766 €

^{*}sur la Haute-Saône uniquement





Enedis

Eléments financiers de la concession de 2012 à 2016

Le résultat 2016 au niveau de la concession, selon les chiffres ci-dessous est positif de 616 k€ pour un chiffre d'affaire de 54 451 k€, en augmentation par rapport à 2015, si l'on tient compte des nouvelles méthodes d'affectation (cf. note préambule). Les tableaux ci-dessous ainsi que les notes d'explication sont extraits des comptes rendus d'activité d'ERDF(Enedis) :

Produits détaillés (en k€)	Cf note	2012	2013	2014	Pro forma 2014	2015	2016
Recettes d'acheminement	1	41 975	42 418	41 463	41 431	42 114	43 472
dont clients HTA		9 188	9 023	9 353	9 148	9 040	9 553
dont clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA		29 960	31 705	28 052	28 360	28 758	29 016
dont clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA		3 912	3982	4344	4193	4277	4506
dont autres		-1 086	-2 292	-286	-269	39	397
Recettes de raccordements et prestations		3 336	3 668	1 705	1 693	1 797	1 704
dont raccordements	2	2 734	3 053	1 086	1 084	1 189	1 119
dont prestations	3	602	615	619	608	608	585
Autres recettes	4	1 349	1 366	1 329	1 135	1 227	1 184
Chiffre d'affaires net		46 660	47 451	44 497	44 259	45 138	46 360
Autres produits		5 809	6 732	6 512	6 975	7 778	8 091
Production stockée et immobilisée	5	3 713	4 429	3 963	3 998	4 365	3 950
Reprises sur amortissements et provisions	6	1 700	1 919	2 045	2 278	2 901	3 396
Autres produits divers	7	396	385	505	699	513	745
Total des produits		52 469	54 184	51 010	51 234	52 916	54 451

Charges détaillées (en k€)		2012	2013	2014	Pro forma 2014	2015	2016
Consommation de l'exercice en provenance des tiers	***************************************	28 360	27 855	26 856	26 289	27 234	25 775
Accès réseau amont	8	12 317	12 317	12 466	11 799	12 751	13 631
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	9	5 773	5 201	4 605	4 260	4 095	3 740
Redevance de concession	10	1 403	1 163	893	1 275	1 199	1 107
Autres consommations externes	11	8 867	9 173	8 891	8 956	9 189	7 297
Impôts, taxes et versements assimilés	***************************************	2 020	2 091	2 054	2 025	2 063	2 237
Contribution au Facé	12	805	809	812	812	807	813
Autres impôts et taxes	13	1 214	1 282	1 242	1 213	1 255	1 424
Charges de personnel	14	9 768	10 730	10 783	10 172	10 350	9 803
Dotations d'exploitation		9 768	10 611	11 171	11 545	10 637	11 950
Dotation aux amortissements DP	15	5 113	5 358	6 141	5 985	5 720	5 892
Dotation aux provisions DP	16	1 544	1 373	1 084	1 085	1 033	837
Autres dotations d'exploitation	17	3 111	3 880	3 946	4 475	3 883	5 221
Autres charges	18	965	1 006	1 192	1 292	1 525	1 462
Charges centrales	19	1 657	1 682	1 898	1 811	2 333	2 608
Total des charges		52 846	53 976	53 954	53 134	54 141	53 835

Contribution à l'équilibre (en k€)	2012	2013	2014	Pro	2015	2016
Sonti ibation a requiibre (en ke)				forma		
				2014		
Montant 20	5 125	4 563	6 585	5 537	5 699	4 338

Total des produits – Total des charges (en k€)								-
Total des produits – Total des charges (en ke)		2012	2013	2014	Pro	2015	2016	-
Montant (y compris contribution à l'équilibre)	22	4 748	4 771	3 641	3 637	4 474	4 955	Second

Note 1 - 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 coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité. Ce tarif est unique sur l'ensemble du territoire (principe de péréquation).

Les recettes d'acheminement, localisées à plus de 95%, comprennent :

- l'acheminement livré, relevé et facturé sur l'exercice 2016 aux clients aux Tarifs Réglementés de Vente et aux clients ayant exercé leur éligibilité ;
- la variation de l'acheminement livré, relevé et non facturé sur l'exercice 2016, entre la clôture de l'exercice 2016 et celle de l'exercice 2015 (variation positive ou négative);
- la variation de l'acheminement livré, non relevé et non facturé entre les dates de clôture de l'exercice et de l'exercice précédent (variation positive ou négative) ;

Les recettes d'acheminement indiquées sont des valeurs restituées directement au périmètre de la concession à partir des systèmes de facturation d'ERDF. La présentation des recettes d'acheminement dans le CRAC est faite selon la segmentation suivante : clients BT □ 36 kVA ; clients BT > 36 kVA ; clients HTA.

Note 2 - RECETTES DE RACCORDEMENTS

Les informations disponibles dans les systèmes d'information de facturation permettent de restituer, par concession, les recettes de raccordement.

Note 3 - RECETTES DE PRESTATIONS

Ces montants correspondent aux différents éléments du catalogue de prestations d'Enedis. Les recettes des prestations sont restituées directement au périmètre de la concession.

Note 4 - AUTRES RECETTES

Les autres recettes correspondent aux montants comptabilisés par chaque DR dans le cadre de l'exécution de prestations annexes : prestations dans le cadre de la mixité Enedis-GRDF, modifications d'ouvrages, études diverses ainsi qu'une quote-part de ces mêmes recettes, lorsqu'elles sont mutualisées au niveau interrégional ou national. Cette quote-part est affectée à chaque DR au prorata de ses activités. Les autres recettes sont affectées à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la Direction interrégionale (DIR) concernée).

Note 5 - PRODUCTION STOCKÉE ET IMMOBILISÉE

La production stockée et immobilisée correspond aux éléments de charges internes (matériel, main-d'œuvre ...) concourant à la création des immobilisations et des stocks au cours d'un exercice donné. NB : les charges externes (études et prestations intellectuelles, travaux, fournitures et matériel), affectées directement aux investissements de la concession, sont enregistrées au bilan sans transiter par le compte de résultat. La production stockée et immobilisée correspondant à des investissements localisables au niveau de la concession lui est affectée directement. Lorsque les investissements sont mutualisés à un niveau interrégional ou national, la production stockée et immobilisée correspondante est affectée à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 prenant en compte la DR concernée (auparavant : la DIR) pour la part non directement affectable à la concession.

Note 6 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS

Ce poste est constitué: des reprises d'amortissements de financements du concédant, d'autres reprises d'amortissements, des reprises de provision pour renouvellement (PR), d'autres types de provisions (principalement des reprises de provisions sur les charges de personnel (avantages au personnel, abondement: les charges correspondantes sont enregistrées dans la rubrique « charges de personnel »), des reprises de provisions sur risques et litiges).

Les reprises d'amortissements de financements du concédant et reprises de PR sont essentiellement localisées par concession. Les autres produits sont affectés à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Note 7 - AUTRES PRODUITS DIVERS

Les autres produits divers sont principalement constitués des remboursements divers effectués par des tiers (notamment les indemnités d'assurance).

Ces produits sont affectés à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Note 8 - ACCÈS RÉSEAU AMONT

Ce montant concerne l'exécution du contrat d'accès au réseau de transport géré par RTE (Réseau de Transport d'Électricité). Les droits acquittés par Enedis pour l'accès à ce réseau sont établis à partir des flux transitant aux différents points d'injection sur le réseau public de distribution d'électricité (postes-sources). La facturation est effectuée conformément au tarif d'acheminement en vigueur et des choix de souscription effectués par la DR concernée.

Les charges de souscription d'accès au réseau de transport sont réparties au prorata de la consommation des clients sur le territoire de la concession au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Note 9 - ACHATS D'ÉNERGIE POUR COUVRIR LES PERTES SUR LE RÉSEAU

Les pertes sur le réseau représentent l'écart entre l'énergie injectée sur le réseau public de distribution d'électricité et l'énergie consommée par les utilisateurs finaux. On distingue généralement deux types de pertes : les pertes techniques (effet Joule généré par le transit d'électricité sur le réseau) et les pertes non techniques (énergie consommée mais non mesurée dans l'ensemble des dispositifs de comptage).

ERDF est tenue réglementairement d'acheter cette énergie. Cette activité d'achat, nécessitant un accès aux marchés de l'électricité, est centralisée au niveau national.

Les achats d'énergie pour couvrir les pertes sont affectés à chaque DR en fonction de sa part d'accès au réseau amont, puis à la concession au prorata de la consommation qu'elle représente au sein de la DR concernée.

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Note 10 - REDEVANCES DE CONCESSION

Dans cette rubrique figurent les montants des parts R1 et R2 de la redevance annuelle de concession, effectivement versés au cours de l'année. Cette information est directement enregistrée à la maille de la concession.

Note 11 - AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

Les autres consommations externes font l'objet d'une présentation détaillée en 6 sous-rubriques (non reproduites dans le présent document):

- les achats de matériel sont effectués par la DR en fonction des besoins d'exploitation et d'investissement du réseau. La part relative aux investissements est affectée directement à la concession. La part relative à l'exploitation est affectée au prorata du nombre de kilomètres réseau de la concession au sein de la DR. La part relative à la gestion clientèle est affectée au prorata du nombre de clients que représente la concession au sein de la DR. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 (auparavant : affectation à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DIR) ;
- les achats de travaux sont désormais localisés en fonction de leur utilisation pour les besoins de la concession et peuvent donc être considérés comme natifs. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode en 2015 (auparavant : répartition au prorata du nombre de clients que représentait la concession dans la DIR). NB : dans le pro forma 2014, la localisation est partielle car le système de collecte a été mis en place en cours d'année 2014 ;
- les achats d'informatique et télécommunication comprennent les achats locaux par la DR concernée de petits équipements de bureautique et téléphonie ainsi qu'une quote-part des contrats mutualisés au niveau national (infogérance, ...). Ces achats sont affectés à la DR au prorata de ses activités, puis à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée) ;
- les achats tertiaires et de prestations couvrent les besoins locaux de la DR concernée (locations de salles et de matériel, frais de transport, études techniques, travaux d'impressions...) ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau national. Ces achats sont affectés à la DR au prorata de ses activités, puis à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée)
- les achats relatifs aux bâtiments concernent les besoins locaux de la DR concernée (locations de bureaux, frais de gardiennage et de nettoyage, ...) ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau interrégional ou national. Ces achats sont affectés à la DR au prorata de ses activités, puis à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR. Cette sous-rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée;
- les autres achats concernent, d'une part, divers postes relatifs aux besoins locaux de la DR concernée ainsi qu'une quote-part de ces mêmes achats, lorsqu'ils sont mutualisés au niveau national. Ces achats sont affectés à la DR au prorata de ses activités, puis à la concession au prorata du nombre de clients qu'elle représente au sein de la DR. Ces éléments ont fait l'objet d'un changement de méthode en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée). Les autres achats enregistrent, d'autre part, les Redevances d'Occupation du Domaine Public (RODP), qui sont affectées directement à la concession en fonction des RODP des communes la composant. Cette seconde part du poste n'a pas fait l'objet de changement de méthode d'affectation en 2015.

Lorsque les charges de ces différentes sous-rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales, elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

Note 12 - CONTRIBUTION AU CAS FACÉ

Enedis contribue à hauteur de 94 % aux besoins de financement du « Compte d'Affectation Spéciale Financement des Aides aux Collectivités territoriales pour l'Électrification rurale » (CAS FACÉ).

La contribution due par Enedis pour le financement de ces aides aux collectivités pour l'électrification rurale est affectée à la concession sur la base des modalités de calcul du montant des contributions des gestionnaires de réseau au CAS FACÉ définies par l'article L. 2234-31 du CGCT, à savoir :

(Taux de contribution des GRD applicable aux kilowattheures distribués en BT dans les communes de moins de 2000 habitants x kilowattheures distribués dans les communes de moins de 2000 habitants en 2015) + (Taux de contribution des GRD applicable aux kilowattheures distribués en BT dans les communes de plus de 2000 habitants x kilowattheures distribués dans les communes de plus de 2000 habitants en 2015).

Note 13 - AUTRES IMPOTS ET TAXES

Il s'agit principalement des impôts directs suivants :

- Cotisation foncière des entreprises (CFE) : cette charge est affectée à la concession en fonction de la localisation des ouvrages concernés (dont notamment les locaux, terrains, postes sources, ...);
- Imposition forfaitaire des entreprises de réseau (IFER) : cette charge est affectée à la concession en fonction de la localisation des transformateurs concernés (changement de méthode d'affectation en 2015 ; auparavant répartie au prorata du nombre de clients de la concession au sein de la DIR) ;
- Taxes foncières sur les propriétés bâties et non bâties (TF) : ces charges sont affectées à la concession en fonction de la localisation des ouvrages concernés (dont notamment les bâtiments, terrains, postes-sources, ...);
- Contribution sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE): cette charge nationale est affectée à la concession au prorata de son chiffre d'affaires, rapporté au chiffre d'affaires national (changement de méthode d'affectation en 2015; auparavant répartie au prorata du nombre de clients de la concession au sein de la DIR concernée).

Cette rubrique comprend également tous les autres impôts et taxes divers (contribution au Fonds de Péréquation de l'Électricité, droits d'enregistrement, timbres fiscaux, ...), répartis au prorata du nombre de clients de la concession au sein de la DR concernée.

Ne figurent dans cette rubrique ni l'impôt sur les sociétés, ni les taxes dont Enedis n'est que percepteur et qui n'apparaissent donc pas en charges (exemple : TVA).

Note 14 - CHARGES DE PERSONNEL

Les charges de personnel comprennent principalement les salaires et les charges patronales associées. Cette masse salariale est relative aux agents travaillant sur le réseau (entretien, dépannage, conduite du réseau), à ceux chargés des relations avec les usagers (activités de comptage, relève, interventions techniques, accueil, facturation et raccordement) et au personnel en charge des activités « support » (gestion et administration).

Pour tenir compte de ces différentes activités et du fait que les agents ne sont pas dédiés à une concession en particulier, les charges de personnel d'ERDF sont affectées à la concession selon les règles suivantes :

- les charges de personnel relatives à l'activité de construction d'immobilisations sont affectées selon les coûts de main-d'oeuvre imputés sur les affaires identifiables sur le périmètre de la concession ;
- les charges de personnel relatives à l'activité clientèle (et activités support associées) sont affectées à la concession au prorata du nombre d'usagers qu'elle représente au sein de la DR;
- les charges de personnel relatives à l'activité réseau (et activités support associées) sont affectées à la concession au prorata du nombre de kilomètres de réseau qu'elle représente par rapport au nombre de kilomètres de réseau du territoire couvert par la DR;

Lorsque les charges de ces différentes rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales, elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

Cette rubrique a fait l'objet d'un changement de méthode d'affectation en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée)

Note 15 - DOTATION AUX AMORTISSEMENTS DP

Les dotations aux amortissements DP (distribution publique d'électricité) couvrent l'amortissement des financements du concessionnaire et du concédant.

Les dotations aux amortissements DP sont générées directement par le système d'information au niveau de chaque concession.

Note 16 - DOTATION AUX PROVISIONS DP

La provision pour renouvellement est enregistrée sur les seuls ouvrages renouvelables avant la fin de la concession et pour lesquels ERDF assure la maîtrise d'ouvrage du renouvellement. Elle est assise sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement à l'identique.

Les dotations aux provisions DP sont générées directement par le système d'information au niveau de chaque concession.

Note 17 - AUTRES DOTATIONS D'EXPLOITATION

Cette rubrique comprend les :

- dotations aux provisions pour charges liées aux pensions et obligations assimilées,
- dotations aux autres provisions pour charges,
- dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles et biens propres,
- dotations aux provisions pour risques et litiges.

Cette rubrique est répartie au prorata du nombre de clients de la concession au sein de la DR.

Cette rubrique fait l'objet d'un changement de méthode en 2015 avec la prise en compte de la DR (auparavant : la DIR).

Note 18 - AUTRES CHARGES

Ce poste comprend la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut. Les montants ainsi concernés sont affectés directement à la concession. Cet élément a constitué un changement de méthode d'affectation en 2015 (auparavant : répartition selon le nombre de clients que représente la concession au sein de la DIR concernée).

Ce poste comprend également les charges sur créances clients devenues irrécouvrables ainsi que divers éléments non systématiquement récurrents. Ces éléments sont répartis selon le nombre de clients de la concession au sein de la DR concernée (changement de méthode en 2015 avec la prise en compte de la DR concernée (auparavant : la DIR concernée).

Lorsque les charges de ces différentes sous-rubriques concernent spécifiquement les fonctions centrales, elles sont réaffectées dans la rubrique « charges centrales ».

Note 19 - CHARGES CENTRALES

Elles représentent la somme des différentes charges constatées au niveau des services centraux d'Enedis (cf. notes 11, 14 et 18).

Note 20 - DIFFÉRENCE ENTRE LE TOTAL DES PRODUITS ET LE TOTAL DES CHARGES

L'autorité concédante dispose dans le CRAC des éléments financiers d'exploitation reflétant le plus fidèlement l'activité d'exploitation et de développement des réseaux de distribution publique d'électricité sur sa concession. Pour les raisons mentionnées précédemment, ces éléments financiers ne rendent pas compte d'un équilibre économique qui serait exclusivement local.

Il s'ensuit que la différence entre le total des produits et le total des charges, que ceux-ci soient enregistrés nativement sur la concession ou qu'ils lui soient affectés, ne constitue pas en tant que tel le résultat d'exploitation d'ERDF au périmètre de la concession. En particulier, le tarif d'acheminement de l'électricité étant unique sur l'ensemble du territoire du fait de la péréquation tarifaire, les recettes d'ERDF sur la concession ne sont pas définies en fonction des coûts exposés localement mais dépendent de l'application de la grille tarifaire nationale à une structure de consommation locale.

Valeur des ouvrages de la concession Enedis

Ci-dessous un tableau présentant la valeur de remplacement des ouvrages concédés à Enedis.

Cette valeur de remplacement représente l'estimation, au 31 décembre, du coût de remplacement d'un réseau à fonctionnalités et capacités identiques. Elle fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Valeur de remplacement des ouvrages (en milliers d'euros)	2012	2013	2014	2015	2016
Canalisations HTA	122 173	127 116	130 471	133 251	135 664
Dont aérien	50 890	51 068	50 953	50 276	51 035
Dont souterrain	71 284	76 048	79 518	82 974	84 629
Canalisations BT	111 634	115 810	118 372	120 533	123 627
Dont aérien	54 934	55 703	55 924	55 798	55 720
Dont souterrain	56 700	60 107	62 448	64 736	67 907
Postes HTA/BT	28 914	29 939	31 093	31 192	31 807
Autres biens localisés	3 767	4 191	4 064	4 514	4 954
Branchements	68 607	69 969	68 321	69 218	70 262
Comptages	12 581	12 555	11 979	10 816	10 503
Transformateurs HTA/BT	9 888	9 942	9 759	12 862	13 228
Autres biens non localisés	732	726	745	740	744
Total des biens concédés	358 296	370 247	374 804	383 127	390 789

Ces valeurs sont appréciées à partir des coûts réels ou estimés des travaux et il est important que ces montants soient le plus précis possible. Pour ce qui concerne ses travaux, le SIED 70 transmet à Enedis - pour chaque opération - une fiche appelée VRG (valorisation des remises gratuites) qui récapitule la nature des travaux réalisés et leur coût.

L'âge des ouvrages

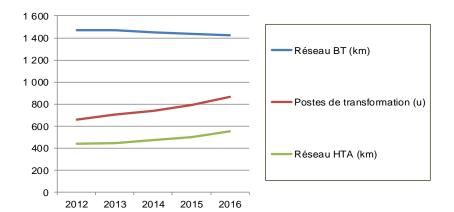
Depuis 2011, Enedis a augmenté les durées d'amortissement des ouvrages qui étaient en 2014 les suivantes :

Nature de l'ouvrage	Durée d'amortissement
Génie civil des postes	45 ans
Canalisations HTA et BT	50 ans
Postes de transformation	40 ans
Branchements	40 ans

En théorie, un bien est amorti sur sa durée de vie ou d'utilisation effective par Enedis qui a en charge le renouvellement des ouvrages.

Le tableau ci-dessous montre l'accroissement des quantités d'ouvrages amortis en HTA et pour les postes de transformation et la baisse de ces chiffres pour les réseaux à basse tension.

		Rés	seau HTA (km)			Ré	seau BT (k	m)			Poste	s de transform	nation (u)	
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016
< 10 ans	388	377	379	422	422	463	450	438	430	422	555	566	603	609	600
≥ 10 ans et < 20 ans	572	562	504	483	425	532	528	512	506	493	576	560	516	498	490
≥ 20 ans et < 30 ans	584	556	612	587	599	440	475	512	529	566	593	593	617	629	619
≥ 30 ans et < 40 ans	616	655	597	595	611	141	154	173	193	205	783	777	754	717	694
≥ 40 ans et < 50 ans	407	443	474	485	473	72	70	80	87	93	400	420	440	485	531
≥ 50 ans et < 60 ans	391	389	412	394	428	70	67	66	62	56	164	175	183	178	195
≥ 60 ans et < 70 ans	49	60	62	105	118	1 402	1 402	1 384	1 373	43	94	111	116	128	82
≥ 70 ans et < 80 ans	/	/	/	/	11	/	/	/	/	1 322	/	/	/	1	61
Totaux	3 009	3 041	3 040	3 070	3 087	3 120	3 146	3 165	3 180	3 200	3 165	3 202	3 229	3 244	3 272
Ouvrages amortis	440	448	474	499	557	1 473	1 469	1 450	1 435	1 421	658	706	739	791	869



L'histogramme ci-contre montre l'augmentation de la durée de vie des postes de transformation et des réseaux HTA.

Pour ce qui concerne la BT, grâce aux différents travaux du SIED 70 :

- sécurisations des fils nus,
- renforcements,
- aménagements esthétiques, les ouvrages de plus de 50 ans diminuent.

L'électricité acheminée par Enedis et le tarif règlementé de vente

L'année 2016 est la première année tenant compte des tarifs réglementés sur leur nouveau périmètre à savoir : les sites de puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Les usagers de l'électricité souscrivant à des tarifs réglementés représentaient en 2016, 87.5 % des sites de puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Au global, le tarif règlementé ne représente plus que 45 % de l'énergie acheminée par le réseau (contre 67.2% en 2015).

On trouvera ci-dessous l'évolution depuis 2012 du nombre de branchements en service bénéficiant d'un tarif règlementé de vente de l'électricité avec sur la colonne de droite le nombre de branchement vu par Enedis en charge de la distribution

Nombre de points de livraison actifs		Total acheminement par Enedis					
	2012	2013	2014	2015	2016	2016/2015	2016 Enedis
TOTAL Bleu	111 502	111 304	110 322	108 723	105 889	-2,6%	121 072
Jaune	811	827	822	398			926
Vert	359	357	333	132			385
TOTAL (Bleu+Jaune+ Vert)	112 672	112 488	111 477	109 253			122 383

Le tableau ci-dessous représente les consommations correspondant aux quantités ci-dessus indiquées :

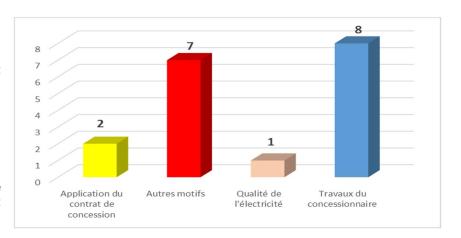
Consommations (en GWh)		Total acheminement par Enedis					
	2012	2013	2014	2015	2016	2016/2015	2016 Enedis
TOTAL Bleu	649,12	643,13	583,52	576,39	568,18	-1,4%	647
Jaune	96,93	98,71	95,05	81,77			108
Vert	250,24	256,58	245,86	182,10			509
TOTAL (Bleu+Jaune+ Vert)	996,29	998,42	924,43	840,27			1 265

Consommations (en GWh)			Total acheminement par Enedis			
	2012	2013	2014	2015	2015/2014	2015 Enedis
TOTAL Bleu	649,12	643,13	583,52	576,39	-1,2%	647
Jaune	96,93	98,71	95,05	81,77	-14,0%	107
Vert	250,24	256,58	245,86	182,10	-25,9%	497
TOTAL (Bleu+Jaune+ Vert)	996,29	998,42	924,43	840,27	-9,1%	1 251

¹ GWh (gigawattheure) = 1 000 000 kWh

Les interventions du SIED 70 auprès des gestionnaires du réseau

On trouvera en annexe 1 au présent rapport, la liste des 18 dossiers dits de "contrôle" pour lesquels le SIED 70 est intervenu au cours de l'année 2016 auprès d'Enedis ou de SICAE EST. Ces dossiers peuvent avoir comme origine, d'une part, des remarques d'élus ou de particuliers et, d'autre part, des constatations des agents du SIED 70. Ces dossiers sont répertoriés en 8 catégories. Ces catégories et le nombre des dossiers traités en 2016 sont indiqués sur le diagramme ci-contre



La qualité comparée de l'électricité sur les territoires concédés aux 2 distributeurs d'électricité

Les coupures

Les usagers de l'électricité, tant à la ville qu'à la campagne, sont de plus en plus sensibles à la qualité de l'électricité qui se caractérise principalement par 2 grandeurs :

- La tension,
- · Les coupures.

L'insuffisance de la tension de l'électricité conduit généralement à des difficultés pour l'allumage des tubes d'éclairage fluorescent et le fonctionnement des récepteurs de télévision, à l'impossibilité de se servir de certains appareils électroménagers ou professionnels en période de pointe des consommations, et dans les cas plus graves à ce que des moteurs soient fréquemment « grillés ». Les surtensions sont ressenties principalement par les usagers situés à proximité des postes de transformation et conduisent notamment à ce que les lampes grillent fréquemment. Les coupures₁ constatées par les usagers sont classées en 3 catégories selon le contrat de concession que le SIED 70 a signé avec EDF:

- Les microcoupures (<1s): Pratiquement invisibles à l'œil, elles dérèglent les horloges qui ne disposent pas de batteries associées, entraînent des pertes de fichiers informatiques en cours d'élaboration ou bien encore font déclencher les protections d'alimentation de certains matériels électriques;
- Les coupures brèves (>1s et <5mn);</p>
- Les coupures longues (>5mn).

¹ La définition de la coupure selon le glossaire figurant sur le site internet d'ERDF est la suivante : Il y a coupure lorsque les valeurs efficaces des trois tensions composées sont simultanément inférieures à 10% de la tension contractuelle Uc pendant une durée supérieure ou égale à 1 seconde, en amont du point de livraison.

La qualité de la fourniture est déterminée par un critère B, calculé en additionnant toutes les coupures pour travaux et incidents pour les clients BT, selon la formule : $B = \Sigma (N_i \times T_i) / N$

οù

N = nombre de clients en basse tension

N_i = nombre de clients coupés lors d'une coupure i

 T_i = temps de la coupure i en mn

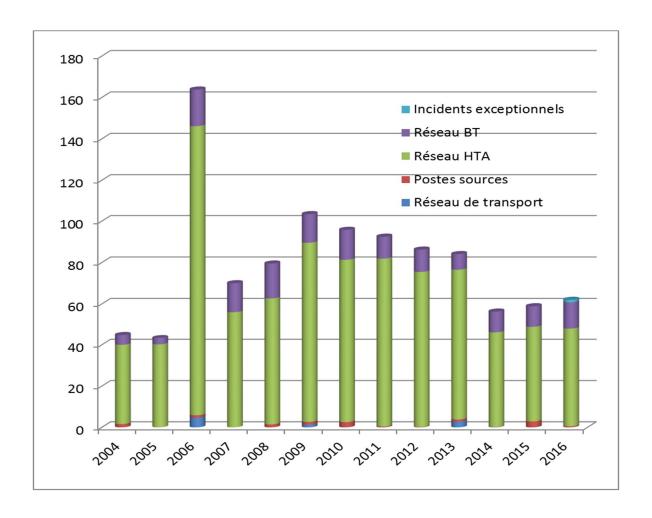
On trouvera ci-dessous un tableau précisant l'évolution de ce critère B depuis 2004 pour Enedis :

Critère B Total toutes causes confondues	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Durée moyenne de coupure basse tension par usager	45,0	43,4	163,9	70,0	79,5	103,3	95,8	92,5	86,3	84,1	56,3	59,6	62,0
dont HTB	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,2	0,0
dont PS	1,6	0,0	1,2	0,0	1,4	1,3	2,6	0,4	0,2	1,0	0,2	2,9	0,5
dont HTA	38,4	40,2	140,3	56,0	61,2	86,9	78,8	81,5	75,3	72,7	46,1	48,0	47,6
dont BT	5,0	3,2	17,7	14,0	16,9	13,8	14,4	10,6	10,8	7,6	10,0	8,0	12,7
CRITERE B Incidents	44,5	41,7	158,1	59,0	54,0	72,6	80,8	77,2	70,1	61,8	36,4	34,2	38,1
dont incident HTB	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,2	0,0
dont incident PS	1,6	0,0	1,2	0,0	1,4	1,3	2,6	0,4	0,2	1,0	0,2	2,9	0,5
dont incident HTA	38,4	38,6	138,2	54,0	48,7	64,0	66,4	68,6	62,4	52,2	30,5	26,7	30,4
dont incident BT	4,5	3,1	14,0	5,0	3,9	6,0	11,8	8,2	7,5	5,8	5,7	4,6	7,2
CRITERE B Travaux	0,5	1,7	5,8	11,0	25,5	25,5	15,0	15,3	16,2	22,2	19,9	24,7	22,7
dont travaux HTB	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
dont travaux PS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
dont travaux HTA	0,0	1,6	2,1	2,0	12,5	12,5	12,4	12,9	12,9	20,5	15,6	21,3	17,2
dont travaux BT	0,5	0,1	3,7	9,0	13,0	13,0	2,6	2,4	3,3	1,7	4,3	3,4	5,5
Incidents exceptionnels*							_	_				0,5	1,2

*Conformément à la décision de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 12/12/2013, sont notamment considérés comme des évènements exceptionnels «les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité». Les incidents entrant dans le champ de la décision précitée sont exclus des statistiques de coupure de façon à produire le critère B hors évènements exceptionnels (critère B HIX)

Pour Enedis, le temps moyen de coupure a légèrement augmenté en 2016 par rapport à 2015 (+ 2,4 mn). Cette légère dégradation s'explique par le nombre d'incidents survenus sur le réseau HTA (+ 4mn) et le réseau BT (+ 3mn), que ne compense pas le gain observé sur les travaux (-2 mn). Ces variations s'expliquent par les nombreux épisodes venteux ayant eu lieu sur le département en 2016

Ci-après la représentation des origines des coupures constatées par les usagers. C'est sur les lignes à haute tension 20kV souvent aériennes que la baisse est la plus importante.



La comparaison des valeurs fournies par les 2 gestionnaires du réseau du département donne les résultats ci-après :

Année d'obser-	B inc	ident ГВ		ident TA		ident T	E trav		B Except	tionnel		3 TE	Tou cau	
vation	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE	Enedis	SICAE
2007	0,2	0	53,8	34,1	4,6	1,5	11,7	13,8	0	0	0	0	70,3	49,4
2008	1,4	12	50,7	35	4	0	25,7	12	0	0	0	0	81,7	59
2009	1,3	3,1	64	8,9	6	0	30,8	22,2	0	0	1,3	0	103,4	34,2
2010	2,6	0	66,4	15,1	11,8	0,4	14,9	32,4	0	7,6	0	0	95,8	55,5
2011	0,36	0	68,58	NS	8,19	26,4	15,27	49,1	0	0	0,06	0	92,45	75,5
2012	0,17	0	62,41	22,2	7,54	1	16,12	66,6	0	0	0,02	0	86,26	67,6
2013	1,02	6,6	52,2	14	5,82	0,8	22,27	29	0	0	2,78	0	84,08	50,04
2014	0,16	0	30,5	16,89	5,72	0,82	19,93	31,27	0	0	0	0	56,31	48,98
2015	2,9	0	26,7	11,6	4,6	1,1	24,7	14,8	0,5	0	0,2	0	59,6	27,5
2016	0,5	9,15	30,4	4,93	7,2	2,29	22,7	16,03	1,2	0	0	0	62	32,4

Les chutes de tension

En Basse Tension, un Client est dit « Mal Alimenté » (CMA) lorsque la tension à son point de livraison sort, au moins une fois par an, de la plage de variation admise.

La plage de variation admise est de + 10 % ou – 10 % par rapport à la tension nominale (décret du 24 décembre 2007), soit une tension admissible comprise entre 207 volts et 253 volts en basse tension pour les branchements monophasés.

En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients, Enedis utilise un modèle statistique, qui compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, donne une évaluation dans des situations défavorables (forte charge en hiver), du nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues.

Selon cet outil informatique d'Enedis, le tableau ci-dessous représente l'évolution du nombre d'usagers mal alimentés depuis 2009 :

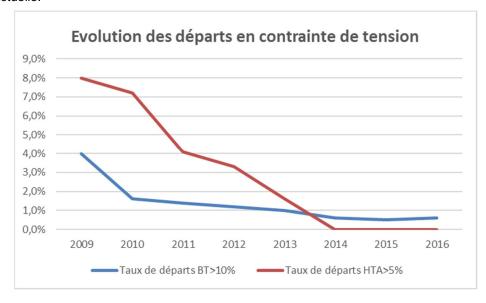
Clients mal alimentés par le		Territoire du SIED 70									
réseau exploité par Enedis	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Variation 2016 / 2015		
Nombre de clients BT dont la tension d'alimentation est inférieure au seuil minimal de tension admissible	3170	1197	839	782	671	347	353	245	-30,59%		
Taux de clients mal alimentés sur le territoire de la concession (en %)	2,90%	1,10%	0,70%	0,70%	0,60%	0,30%	0,30%	0,20%	0,00%		

La méthode de calcul statistique mise en place par Enedis a été validée par un arrêté (NOR : DEVR1411504A) du 16 septembre 2014.

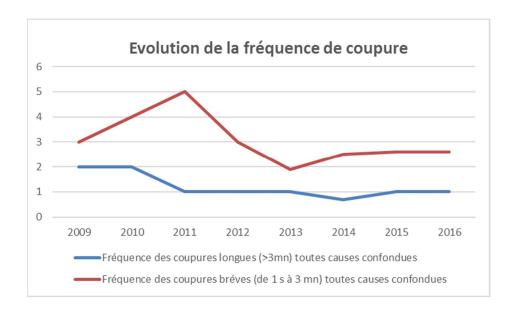
Sur le secteur concédé à Enedis :

Un départ BT est en **contrainte de tension** lorsqu'il comporte au moins un client pour lequel le niveau de tension à son point de livraison sort de la plage de variation admise par rapport à la tension nominale (+ 10 % ou – 10 %). Le taux de départs BT indiqué dans le graphique ci-dessus correspond au pourcentage de départs BT de la concession en contrainte de tension.

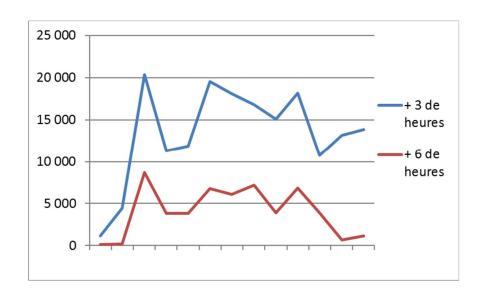
Il est également précisé le pourcentage de départs HTA desservant la concession pour lesquels il existe au moins un point de livraison HTA (poste HTA/BT ou client HTA) pour lequel la chute de tension est supérieure à 5 % de sa tension contractuelle.



Les coupures de l'électricité



L'histogramme ci-contre montre l'évolution depuis 2004 du nombre d'usagers d'Enedis subissant : a/ des coupures de plus de 3 h. b/ des coupures de plus de 6 h.



Les travaux réalisés en 2016 sous la maîtrise d'ouvrage d'Enedis et de SICAE EST

Les données d'Enedis

On trouvera ci-dessous les longueurs (en mètres) des réseaux réalisés par Enedis en 2016 comparées aux mêmes valeurs des années précédentes :

		HTA (20	kV) en	mètres	3	BT en mètres					
	2012	2013	2014	2015	2016	2012	2013	2014	2015	2016	
Aérien nu	807	342	105	260	1 442	0	219	0	0	0	
Souterrain	17 434	20 334	31 380	34 541	9 390	6 484	4 983	5 788	4 662	3 429	
Aérien isolé	0	0	0	0	50	8 287	6 300	3 395	2 149	4 323	
Totaux	18 241	20 676	31 485	34 801	10 882	14 771	11 502	9 183	6 811	7 752	
dont extension	4 433	1 890	1 085	7 323	1 719	4 372	2 750	2 012	2 019	2 647	
dont renforcement	7 250	15 386	26 580	22 568	3 818	2 206	1 495	2 067	974	476	
dont renouvellement	6 558	3 400	3 820	4 910	5 345	8 193	7 257	5 104	3 818	4 629	



Les travaux d'investissements réalisés par SICAE EST en 2016 sont les suivants :

♣ Travaux de coordination avec le SIED 70 (non budgétés)

VALLEROIS LORIOZ	Renouvellement HTA "ROUGELOT"
RAY SUR SAONE	Remplacement PCH "Mairie" par PSSB

Investissements 2016

Poste source VITREY	Passage en tout numérique et neutre compensé
Poste source JUSSEY	Aménagement divers suite aux travaux 2015
VELLEGUINDRY	Remplacement PCH "VELLEGUINDRY 01" par H61
FRETTES	Remplacement PCH "LAVOIR 01" par H61
BOURGUIGNON les M	Rationalisation des postes HTA/BT
VERNOIS sur M.	Remplacement PCH "MONUMENT 02" par H61
ROSIERE	Remplacement PCH « EST 02 » par PSSA

Autres travaux 2016

VELLEFAUX	Déplacement réseau HTA 20kV souterrain suite aménagement routier futur lotissement					
ORMOY	Branchement neuf de Mr SMITH rue Antoine Lumière					
FOUVENT-SAINT-ANDOCHE	Pose armoire Tarif Jaune pour raccordement panneaux photovoltaïque Stab. VILQUIN					
VY-LES-FILAIN	BR GROSSOT Arnaud et CONTET Myriam					
TRAVES	Syndicat Mixte Haute-Saône Numérique					
VELLEMINFROY	Extension HTA 20kV souterraine pour le futur TV USINE					
VAUCONCOURT-NERVEZAIN	Déplacement ligne HTA 20kV suite à la construction de Mr DAMIDEAUX					
AMANCE	Alimentation HTA 20kV souterraine pour la centrale de production biogaz SARL RAISON La Grangeotte"					
RIOZ	BR LESAGE David et PAINCHAUD Angélique					
SEVEUX	BR Mairie de Seveux - Viabilisation d'une parcelle					
CALMOUTIER	BR Syndicat Mixte H.S.N					
TRESILLEY	BR MAGNIN Joffrey et LOUIS Angélique					
PUSY-ET-EPENOUX	BR C.A.V. Station d'épuration					
ANDELARROT	BR SCI des deux fontaines					

Le tableau suivant présente de manière synthétique les montants des travaux d'investissement réalisés par SICAE EST sur les réseaux depuis 2010 et montre une baisse de l'investissement du concessionnaire sur l'année 2016.

Ces données sont à la maille du département de la Haute-Saône.

Ouvrage du réseau	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Postes sources			182 460 €	527 607 €	884 652 €	651 700 €
Postes HTA/HTA, HTA/BT et accessoires	162 889 €	199 055 €	177 721 €	168 024 €	180 189 €	154 813 €
Transformateurs	35 947 €	37 897 €	92 142 €	58 965 €	37 830 €	4 995 €
Réseaux HTA & BT	1 202 028 €	1 865 126 €	1 371 053 €	2 259 864 €	1 052 064 €	146 254 €
Plan PCB	121 094 €	0€	0€	0€	39 301 €	39 593 €
Raccordements	194 838 €	186 450 €	156 839 €	164 561 €	188 143 €	184 491 €
TOTAL	1 716 796 €	2 288 528 €	1 980 215 €	3 179 021 €	2 382 179 €	1 073 111 e

Les coûts des prestations réalisées par Enedis et SICAE Est

En application de l'article 2 de l'arrêté du 28 août 2007 modifié, fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (aujourd'hui articles L. 342-6 à L. 342-8 du code de l'énergie), les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité doivent soumettre à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) leurs barèmes de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité qui lui sont concédés.

Le barème pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution d'électricité concédé à Enedis à la date de rédaction de ce rapport est la version V.4.1 applicable au 30/09/2016. Ce barème peut être consulté à l'adresse ci-après :

http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RAC_03E.pdf

Pour la SICAE Est, le barème en vigueur est la version V3 du 10 mars 2016 applicable au 15 juin 2016, disponible à l'adresse suivante :

http://www.sicae-est.com/storage/files/20160620164407_barmefacturationapplicableau150616.pdf

Fait à Vaivre-Et-Montoille, le 30 décembre 2017

l'agent de contrôle du SIED 70

Fabrice TONGHINI

LISTE DES DOSSIERS CONTRÔLE 2016

Commune	Type du dossier	Objet	Demandeur
FAYMONT	Travaux du concessionnaire	raccordement d'une maison d'habitation projetée lieudit Les Preslots	Autres
CHALONVILLARS, ECHAVANNE, FRAHIER-ET- CHATEBIER	Qualité de l'électricité	Coupure d'électricité dans la nuit du 9 au 10 janvier 2016	Usager(s)
BUCEY-LES-GY	Autres motifs	suppression d'une ligne aériene torsadé à basse tension le long de la RD 12	Usager(s)
ROYE	Autres motifs	demande de CU pour la construction de 3 maisons d'habitation.	Autres
PALANTE Autres motifs		demande de permis de construire pour deux maisons d'habitation projetées rue du Lavoir	Autres
RIOZ	Travaux du concessionnaire	Demande de permis de construire pour une habitation située le long de la route communale n°25 au lieu-dit ANTHON.	Autres
VILLERS-BOUTON	Travaux du concessionnaire	demande de permis de construire pour une habitation située chemin de Bourguignon à VILLERS-BOUTON.	Autres
HERICOURT Autres motifs		élaboration du PLU de la communauté de communes du Pays d'Héricourt (CCPH)	Autres
FOUGEROLLES	Travaux du concessionnaire	Renouvellement réseaux HTA et Bt au lieu-dit "Blanzey Haut"	Concessionnaire
	Travaux du concessionnaire	Sécurisation réseau BT esplanade	Concessionnaire
CEMBOING, GEVIGNEY-ET- MERCEY, JUSSEY, MALVILLERS, LA ROCHE-MOREY	Travaux du concessionnaire	Dépose de lignes HTA et BT	Concessionnaire
MAIZIERES	Application du contrat de concession	pour un bâtiment agricole pour 20 vaches allaitantes.	Commune
ETUZ	Autres motifs	pour la construction d'une résidence intergénérationnelle de 14 logements	Autres
GRAY-LA-VILLE	Travaux du concessionnaire	Raccordement de la Fromagerie route de Velet	Commune
GRANDVELLE-ET-LE- PERRENOT, NOROY- LE-BOURG, PASSAVANT-LA- ROCHERE, PERROUSE, RIOZ, SAINT-SAUVEUR, VILLERSEXEL		Taxes foncières postes transformation - article 34 du CC	
VILLERSEXEL	Autres motifs	Elaboration du PLU de la communauté de communes du pays de Villersexel (CCPV)	Autres
CHAUX-LA-LOTIERE		pour la construction de deux habitations Rue de Bonnevent.	Commune
ARC-LES-GRAY, AUVET-ET-LA- CHAPELOTTE, CHARGEY-LES- GRAY, FAHY-LES- AUTREY Travaux du concessionnaire		Raccordement HTA éolien Vingeanne	Concessionnaire