SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIES DU RHONE

ASSEMBLEE GENERALE
DU COMITE SYNDICAL
DU 28 NOVEMBRE 2023

SYDER 61 chemin du Moulin Carron – 69574 DARDILLY CEDEX Tél. 04 72 18 75 00 Fax 04 78 33 84 91
Courriel : syder@syder.fr Site internet : www.syder.fr

PROCES VERBAL
DE L'ASSEMBLEE GENERALE DU COMITE SYNDICAL

Le 28 novembre 2023, le Comité du Syndicat Départemental d'Energies du Rhône s'est réuni à l'initiative de Malik HECHAÏCHI, Président du Syndicat, au Domaine des Communes à Anse :

COMMUNE	TITULAIRES	Présent	Représenté par le suppléa	Représenté par pouv	Absent	SUPPLEANTS	Présent en représentation du Titulaire
AFFOUX	Thierry BEAUX	1				Sophie CHASSAGNEL	
AIGUEPERSE	Jean-François ALEXANDRE				1	Cédric JOMAIN	
ALIX	Pascal LEBRUN	1				Fabien DUPIN	
AMBERIEUX D'AZERGUES	Nathalie FAYE	1				Jean-François BRENNER	
AMPLEPUIS	Thierry THOLIN	1				Lydie AUGAY	
AMPUIS	Olivier PASCUAL			1		Richard BONNEFOUX	
ANCY	Thomas DUTOUR				1	Charlotte MESTRE	
ANSE	Xavier FELIX	1				Luc FERJULE	
ARBRESLE (L')	Gilles PEYRICHOU	1				Fabrice MUSCEDERE	
ARDILLATS (LES)	Jean-Paul CIMETIERE	1				Hervé MACHEREZ	
ARNAS	Daniel DEMARE	1				Philippe JAMEY	
AVEIZE	Jean-Yves BLANCHARD				1	Frédéric RIVOIRE	
AZOLETTE	Jean-François MORTAMET	1				Nicole BRIDAY	
BAGNOLS	Thierry TRONCY	1				Patrick LEGRAIN	
BEAUJEU	Sylvain SOTTON	1				Gérard CHEMARIN	
BEAUVALLON	Florian DELERIS				1	Philippe MERLANCHON	
BELLEVILLE EN BEAUJOLAIS	Malik HECHAÏCHI	1				Thierry DUBREUIL	
	Alain MOUGIN				1		
BELMONT	Dejan STAMENKOVIC				1	Bertrand MARION	
BESSENAY	Bernard PINET			1		Karim NAILI	
BIBOST	Frédéric BONNARD				1	Jean-Philippe CHAUX	
BLACE	Fabrice LONGEFAY				1	Laurent CARVAT	
BREUIL (LE)	Emmanuel MOYNE				1	Christophe SUBRIN	
BRINDAS	Bertrand DUPRÉ				1	Bernard BALESTIÉ	
BRULLIOLES	Alain FRANÇON	1				Jean-Paul GOULEME	
BRUSSIEU	Serge RUIZ	1				Jean-Christophe DUSSUD	
BULLY	Jean-Yves PERRET	1				Jean-François CHEVALIER	
CENVES	Gérard LAROCHETTE				1	Dominique RAYMOND	
CERCIE	Christophe CLAUZEL				1	Stéphane CARÊME	
CHABANIÈRE	Jean-Pierre CID				1	Yoann VINDRY	
CHAMBOST ALLIERES	Vincent CORGIER				1	Sylvain DUMORD	
CHAMBOST LONGESSAIGNE	Richard SOULARD				1	Raphaëlle RABILLON	
CHAMELET	Alain CHAMBRU				1	Pierre CALA	
CHAPELLE S/ COISE (LA)	Baptiste BORDET				1	Guy JACOUD	
CHAPONNAY	Nicolas VARIGNY				1	Nathalie BARBA	
CHARENTAY	Ludovic VENET				1	Fabienne LAMOTTE	
CHARNAY	Guy BONAMY	1				Jean-François DECHERF	
CHATILLON D'AZERGUES	Pierre Yves LANGE				1	Michèle JARRIGE	
CHAUSSAN	Alain ROLLAND				1	Laurence RABOISSON-CROPPI	
CHAZAY D'AZERGUES	Jean-Pierre DEBIESSE		1			Albert SZOSTEK	1
CHENAS	jacques DUCHET	1				Henry BAILLY	
CHENELETTE	Christine TROJA	1				Jonathan HAMMOUN	
CHERES (LES)	Jean-Marc DUMONTET	1				Pascal BENOIT	
CHESSY LES MINES	Jean-Noël BERERD				1	Vincent BRAVO	
CHEVINAY	Frédéric PAULOIS	1				Yoan LEVITE	
CHIROUBLES	Laurent MORIN				1	Gontran BODESCOT	
CIVRIEUX D'AZERGUES	Loïc BOUCHARD	1				Jean-Pierre LIOBARD	
CLAVEISOLLES	Dominique DESPRAS				1	Sébastien LAVAL	
COGNY	Benjamin MOUTET				1	Rémi AURION	
COISE	Pascal MURIGNEUX	1				Pierre-Emmanuel GRANGE	
COLOMBIER SAUGNIEU	Georges VISCOGLIOSI	1				Arnaud CORDIER	

COMMUNE	TITULAIRES	Présent	Représenté par le suppléant	Représenté par pouvoir	Absent	SUPPLEANTS	Présent en représentation du Titulaire
CONDRIEU	Yves RACHEDI	1				Youri LAROCHE	
CORCELLES	Jean-François DURAND	1				Jean-Paul LAFOND	
COURS	Bernard KRAEUTLER	1				Bernard BOURELIER	
COURZIEU	Renaud JASNOWSKI				1	Daniel BADOIL	
CUBLIZE	Hervé LAURENT				1	Olivier MAIRE	
DENICE	Didier HERBAUT		1			Jean-François ROCHE	1
DEUX GROSNES	Daniel CALLOT	1				Michel JANDARD	
DIEME	Maurice CHERMETTE				1	Véronique SARCIRON	
DOMMARTIN	Jean-Louis BERRAT	1				Clément DUCARRE	
DRACE	Sylvie JOSUÉ	1				Caroline BASSET	
DUERNE	Anthony CUNHA				1	Marie-Line BALMONT	
ECHALAS	François DAROUX	1				Denis NOVE-JOSSERAND	
EMERINGES	Jean-Michel RUET				1	Laurent LASSARAT	
EVEUX	Pierre MELLINGER	1				Pascal BEAUVERIE	
FLEURIE	Jean-Paul DUCHARME				1	Frédéric MIGUET	
FLEURIEUX S/ L'ARBRESLE	Aymeric GIRARDON	1				Caroline BENOIT-GONIN	
FRONTENAS	Joël CRIONAY	1				Gille CODIS	
GENAS	Hervé CHAMPEAU	1				Christine CALLAMARD	
	Laurence JURKIEWIEZ	1					
	Bertrand BOURDET	1					
GLEIZE	Bernard JAMBON	1				Marielle DESMULES	
	Pierre BAKALIAN				1		
GRANDRIS	Olivier GUYOMAR				1	Guillaume LECANU	
GREZIEU LA VARENNE	Nadine MAZZA	1				Hugues JEANTET	
GREZIEU LE MARCHE	Yannis HODOUL				1	Samuel JUBAN	
HAIES (LES)	Bruno GRAPOTTE		1			Frédéric MICHAUD	1
HALLES (LES)	Madame le Maire				1	Loïc SIMON	
HAUTE RIVOIRE	Sylvain MOULIN				1	Nicolas MURE	
JONS	Isabelle LE GREN	1				Loïc BELIN	
JOUX	Jonathan CHIRAT				1	Jean-Pierre LAFAY	
JULIENAS	Eric JORCIN	1				Christian AUDRAS	
JULLIE	Daniel LAPLACE				1	Noé CHAMPION	
LACENAS	Laurent VILGICQUEL				1	Jean-François GRIZARD	
LACHASSAGNE	Murielle SOLERTI	1				Geneviève BETTWY	
LAMURE SUR AZERGUES	Patrice RUBAUD				1	Bernard ROSSIER	
LANCIE	Gilles ASSANT	1				Jacky MENICHON	
LANTIGNIE	Gérard AUGAY				1	Valérie BEAUMONT	
LARAJASSE	Patrick CHILLET				1	Jean-Marc BRUYAS	
LEGNY	Véronique FRANCESCHI				1	Laurent AULAS	
LENTILLY	Thierry MAGNOLI				1	Yann FRACHISSE	
LETRA	Laurent NANCY				1	Patrice RIVIER	
LIMAS	Jean-Christophe WADBLED	1				Daniel BRAYER	
LOIRE SUR RHONE	Pascal GALAMAND				1	Nathalie JOURNOUD	
LONGES	Sylvain RIVORY				1	Pierre BOIRON	
LONGESSAIGNE	Alain CHAUSSENDE	1				Philippe TRESSERE	
LOZANNE	Christian GALLET	1				Gérard LAGRESLE	
LUCENAY	Valérie DUGELAY		1			Jean-Yves FAYET	1
MARCHAMPT	Dominique VITTAUT	1				Philippe DUCROT	
MARCILLY D'AZERGUES	Frédéric BLANCHON		1			Georges SICILIANO	1
MARCY SUR ANSE	Jacques MONTOLOY	1				Roland GENET	
MARENNES	Jean-Luc SAUZE				1	Gérald COSTE	
MEAUX LA MONTAGNE	Françoise PASCAL				1	Véronique MURAT	
MESSIMY	Philippe REYMOND				1	Michel GAUJAC	
MEYS	Pierre-Paul FAURE				1	Frédéric TRUC	
MOIRE	Jean-Daniel RONGIERES				1	Dominique BABAUD	
MONTAGNY	Corinne JEANJEAN				1	Claude MEUNIER	
MONTMELAS ST SORLIN	Denis LOUVET		1			Thierry BOURRELIER	1
MONTROMANT	André CHATELARD				1	Stéphane LE DORE	
MONTROTTIER	Michel GOUGET	1				Bernard BOUCHET	
MORANCE	Lucien POURCHOUX	1				Hervé MERCIER	
MORNANT	Patrick BERRET	1				Jean-François FRONTOBERT	
ODENAS	Michel TRICHARD				1	Julien RUET	
ORLIENAS	Vincent LECOCQ				1	Florence AUDON	

COMMUNE	TITULAIRES	Présent	Représenté par le suppléant	Représenté par pouvoir	Absent	SUPPLEANTS	Présent en représentation du Titulaire
PERREON (LE)	Daniel JACQUET	1				Gérard TACHON	
POLLIONNAY	Benjamin METELLY				1	Patrick MARCHAND	
POMEYS	Monsieur le Maire (Jean-Pierre GOUTAGNY)	1				Didier LUXEMBOURGER	
POMMIERS	Fabrice FUTIN				1	Frédéric GAUDIN	
PORTE DES PIERRES DORÉES	Bernard GUYENNON		1			Franck BALANDRAS	1
POULE LES ECHARMEAUX	Jean-Marc DESMONCEAUX	1				Denis DABONOT	
PROPIERES	Patrick VULLO	1				Thierry LAMURE	
PUSIGNAN	Patrick BOUSQUET	1				Nicolas BECHDOLFF	
QUINCIE EN BEAUJOLAIS	Gérard DESCOMBES				1	Cédric VAILLANT	
RANCHAL	Michel LAGOUTTE	1				Bernard DUCROS	
REGNIE DURETTE	Georges MONTEL	1				Adrien PERRON	
RIVERIE	Roseline Sylvia SPAGNOLO				1	Bruno FEUILLOY	
RIVOLET	Joëlle RUBENS		1			Didier COMBIER	1
RONNO	Pascal TATY	1				Michel PONTILLE	
RONTALON	Jean-Yves BOUCHUT	1				Sébastien GUTTON	
SAIN BEL	Yvan MOLLARD				1	Rabah BENKHETACHE	
SALLES ARBUISSONNAS	Pascal RAMPON	1				Frédéric MORAND	
SARCEY	Olivier LAROCHE				1	Daniel MULATON	
SAUVAGES (LES)	Annick LAFAY	1				Laurent BAUD	
SAVIGNY	Christian MARTINON	1				Isabelle SEEMANN	
SEREZIN DU RHONE	Jules JOASSARD	1				Stéphane FAURE	
SIMANDRES	Thierry GAT	1				Nathalie PANSIOT	
SOUCIEU EN JARREST	Frédéric LOGEZ				1	Daniel ABAD	
SOURCIEUX LES MINES	Cédric PINCANON				1	Christian MONTCHARMONT	
SOUZY	Daniel MURE			1		Patrick VOLAY	
ST ANDRE LA COTE	Marc COSTE		1			Roger REYNARD	1
ST APPOLINAIRE	Didier LACROIX	1				Claude MUNCH	
ST BONNET DE MURE	Jean-Marc JOVET				1	Vincent LIEVRE	
ST BONNET DES BRUYERES	Martine CARTILLIER				1	Yves CHARNAY	
ST BONNET LE TRONCY	Emmanuel BUSCHI	1				Jean-Philippe GINET	
ST CLEMENT DE VERS	Jean-Paul BALLOT	1				Patrick LARY	
ST CLEMENT LES PLACES	Gilbert BLEIN	1				Daniel FOL	
ST CLEMENT SOUS VALSONNE	Aurélie JANCENELLE				1	Pascaline RIVIERE	
ST CYR LE CHATOUX	Sylvain ROSSIGNOL				1	Johan LARRAS	
ST CYR SUR LE RHONE	Gilbert VAUDAINE			1		Stéphane RECORS	
ST DIDIER SUR BEAUJEU	Jean-Marc OSTLER	1				Pascal FAIVRE	
ST ETIENNE DES OULLIERES	Gérald DAVAL				1	Nathalie DUMAS	
ST ETIENNE LA VARENNE	Robert FARGEOT	1				Bruno FERRANT	
ST FORGEUX	Michel GIRERD				1	Gilles PUPIER	
ST GENIS L'ARGENTIERE	Gilbert MOSNIER		1			Joseph VOLAY	1
ST GEORGES DE RENEINS	Bernard GROSBOST				1	Christian DUGELAY	
ST GERMAIN NUELLES	Gérard PEILLON	1				Xavier RUEDIN	
ST IGNY DE VERS	Karim FARSI				1	Jean-Yves PHILIBERT	
ST JEAN DES VIGNES	Eric DUTRIEVOZ				1	Guy FRACHE	
ST JEAN LA BUSSIERE	Jean COUTURIER				1	Christophe DEPORTE	
ST JULIEN	Jean-Pierre BANDURSKI				1	Eric CASATI	
ST JULIEN SUR BIBOST	Cédric BLANC	1				Alain FARJOT	
ST JUST D'AVRAY	Stéphane CORGIER				1	Romain MAYNARD	
ST LAGER	Jean-Paul VARICHON		1			Pascal TISSOT	1
ST LAURENT D'AGNY	Gilles FLEURY	1				Fabien BREUZIN	
ST LAURENT DE CHAMOUSSET	Yvan SIMON				1	Roger MAZARD	
ST LAURENT DE MURE	Jean-David ATHENOL	1				Julien FARDEL BRIOT	
ST MARCEL L'ECLAIRE	Maurice DURDILLY	1				Serge GRACIA	
ST MARTIN EN HAUT	Bruno FAYOLLE	1				Jérôme SANGOUARD	
ST NIZIER D'AZERGUES	Grégory PEGUY				1	Dominique MARTINS	
ST PIERRE DE CHANDIEU	Raphaël IBANEZ				1	Robert LEROY	
ST PIERRE LA PALUD	Klaus SCHOHE	1				Cyril BOYAULT	
ST ROMAIN DE POPEY	Jean-Michel COQUARD				1	Bruno BISSUEL	
ST ROMAIN EN GAL	Alain GERBAUD				1	Robert GELAS	
ST ROMAIN EN GIER	Roger SIMON				1	Cédric BELMONT	
ST SYMPHORIEN SUR COISE	Agnès GRANGE	1				Matthieu PAÏSSE	
ST VERAND	Jean-Jacques CORBIGNOT				1	Joël MORAND	
ST VINCENT DE REINS	Jean-Yves DURNERIN	1				Laurent NONY	

COMMUNE	TITULAIRES	Présent	Représenté par le suppléant	Représenté par pouvoir	Absent	SUPPLEANTS	Présent en représentation du Titulaire
STE CATHERINE	Lucien DERFEUILLE				1	Ghislaine DIDIER	
STE COLOMBE	Yves DELORME				1	Marc DELEIGUE	
STE CONSORCE	Emmanuel VINCENT				1	Bertrand GAULÉ	
STE FOY L'ARGENTIERE	Fabrice VENET				1	Olivier VIALLON	
STE PAULE	Didier ROQUECAVE				1	Pascal MARGAND	
TALUYERS	Marc MIOTTO				1	Laurent NAULIN	
TAPONAS	Gérard CIMETIERE				1	Laurent MICHEAU	
TARARE	Bruno PEYLACHON			1		Alain PERONNET	
	Marcel COTTON				1		
	Philippe TRIOMPHE	1					
TERNAND	Philippe PEYROT	1				Michel LAHAIRE	
THEIZE	Bernard BOURBON	1				Vincent LAVERRIERE	
THIZY LES BOURGS	Ludovic CHERPIN				1	Ophélie MERCIER	
THURINS	Noël FAURE	1				Philippe GROSSIORD	
TOUSSIEU	Florian MERCIER	1				Claude HUMBERT	
TREVES	Erik CHAPELLE				1	Christophe LACHAUD	
TUPIN SEMONS	Daniel JAMET		1			Jean DEGACHE	1
VAL D'OINGT	Jean-Yves GRANDCLEMENT	1				Pascal PAPILLON	
VALSONNE	Georges DUMAS				1	Jean-Yves ROSSET	
VAUGNERAY	Sandrine ARNAUD	1				Christian NEUVILLE	
VAUX EN BEAUJOLAIS	Jean-Charles PERRIN				1	Alain ARNAUD	
VAUXRENARD	Sixte DENUELLE				1	Cyril POURREYRON	
VERNAY	Philippe PERRET				1	Pascal SIMONET	
VILLE S/ JARNIOUX	Gaëtan LIEVRE				1	Pascal LAURENT	
VILLECHENEVE	Cédric MOREL				1	Claude SARCEY	
VILLEFRANCHE S/SAONE	Didier MOULIN	1				Aloïs HAMM	1
	Isabelle GAVEL	1				Béatrice BERTHOUX	
	Alexandre PORTIER			1			
	Pascale REYNAUD	1					
	Olivier MANDON		1				
VILLIE MORGON	Olivier PASCAL	1				Olivier HÊMET	
VINDRY SUR TURDINE	Alain GERBERON			1		Jean-Robert LAGOUTTE	
YZERON	Olivier AIGLON	1				Fabrice FOURDIN	
COMMUNAUTÉ DE COMMUNES DE L'EST LYONNAIS	Thierry DUBUIS	1				Sandrine AUQUIER	
	Jack CHEVALIER	1				Françoise BERGAME	
COMMUNAUTE DE COMMUNES SAÔNE BEAUJOLAIS	Jérémy THIEN		1			Daniel FAYARD	
	Didier JAFFRE	1				René THEVENON	1
TOTAL		**94**	**14**	**7**	**99**		**14**

7 POUVOIRS
Olivier PASCUAL (Ampuis) représenté par Yves RACHEDI (Condrieu)
Bernard PINET (Bessenay) représenté par Serge RUIZ (Brussieu)
Daniel MURE (Souzy) représenté par Gilbert BLEIN (Saint-Clément-les-Places)
Gilbert VAUDAINE (Saint-Cyr-sur-le-Rhône) représenté par Jules JOASSARD (Sérézin-du-Rhône)
Bruno PEYLACHON (Tarare) représenté par Philippe TRIOMPHE (Tarare)
Alexandre PORTIER (Villefranche-sur-Saône) représenté par Pascale REYNAUD (Villefranche-sur-Saône)
Alain GERBERON (Vindry-sur-Turdine) représenté par Malik HECHAÏCHI (Belleville-en-Beaujolais)

Sur un effectif global de 214 délégués titulaires en exercice

Secrétaire de séance : Aloïs HAMM (Villefranche-sur-Saône)

7 personnes assistaient également à la réunion :

Jean-Pierre LIOBARD (Suppléant de Civrieux-d'Azergues)

Jean-Paul LAFONT (Suppléant de Corcelles)

Denis DABONOT (Suppléant de Poule-les-Echarmeaux)

Nicolas BECHDOLFF (Suppléant de Pusignan)

Adrien PERRON (Suppléant de Regnié-Durette)

Patrick LARY (Suppléant de Saint-Clément-de-Vers)

Daniel FOL (Suppléant de Saint-Clément-les-Places)

Pour les services du SYDER, étaient présents :

M. HUSSON, Directeur Général des Services

Mmes DESMARIS, COLAS, MAREY et PHALIPPON, Service Finances et RH

M. BATS, Service des affaires juridiques et assemblées

Mme BLOT, Service Communication

M. KERNEÏS, Responsable Gouvernance et stratégie énergétique territoriale, Concessions et achats d'énergies

MM. DESREUMAUX, SOUBRILLARD, ARSAC, BEAUPELLET, BENEDDEB, CHESA,
DUPLUS, FLORIN, GIRODET, JACOBELLI, LACHIZE, LACROIX, MOLITOR, Mme BEGGUI Services Techniques

MM. VANDENBERGHE, BONARDI, FLORES, HAMMOUMI, LANDREIN, LE BARS, SOMER, Services Energies

Mmes GUILLOT, SIMEANT, VIANNAY et WESSE, Assistantes administratives

ORDRE DU JOUR

POINTS GENERAUX

Rapport d'activités du Président
Désignation du secrétaire de séance
Approbation du procès-verbal du comité du 19 septembre 2023

POINTS BUDGETAIRES ET FINANCIERS

Acomptes mensuels de trésorerie sur les charges 2024
Contributions annuelles d'adhésion des communes et EPCI aux compétences du SYDER pour 2024
Coefficients de répercussion définitif 2023 et provisoire 2024
Autorisation d'ouverture de crédits 2024
Subvention d'équilibre du Budget principal 2023 vers le Budget annexe Photovoltaïque 2023
Décision modificative n°2 du budget principal 2023
Décision modificative n°2 du budget autonome de la Régie SYDER Chaleur 2023
Décision modificative n°2 du budget annexe Photovoltaïque 2023
Provision pour créances douteuses de plus de 2 ans
Attribution de subventions dans le cadre du Contrat de Chaleur Renouvelable (CCR)
Débat et Rapport d'Orientation Budgétaire 2024 (DOB et ROB)

PHOTOVOLTAÏQUE

Prise de capital et avance en compte courant d'associé au sein de la société citoyenne Cévidorées

CONCESSION

Contrat de concession électricité : validation du contrat en fonction de l'avancement de la finalisation des négociations

ORGANISATION DU SYNDICAT

Organisation du comité syndical du 23 janvier 2024

QUESTIONS DIVERSES

RELEVE DES DEBATS

RAPPORT D'ACTIVITES DU PRESIDENT

« Mesdames, Messieurs, Chers Collègues,

Je vous remercie de votre présence.

Je vous présente les excuses de Alain GERBERON, Vice-président, en convalescence actuellement.

Depuis le comité du 19 septembre dernier, j'ai mené diverses activités et réunions dans le cadre de mes fonctions de Président du SYDER :

A) Transition énergétique et environnementale

Tout d'abord concernant les actions portées par notre syndicat en termes de transition énergétique et environnementale :

Dans le cadre de la création de la société « Solaire du Rhône » issue de l'AMI Puissance, plusieurs réunions de travail ont eu lieu avec les entreprises du groupement retenu, les élus référents SYDER et les services du SYDER concernés.

J'ai également assisté à plusieurs réunions de la SEM SOLEIL (conseil d'administration, assemblée générale).

Dans le cadre du partenariat avec la Chaire Universitaire de Lyon 1, j'ai participé à l'inauguration du Campus Paris de GEM Grenoble.

Fin septembre, le SYDER a été partenaire des 13èmes Rencontres nationales TEPOS 2023 qui se sont déroulées sur le territoire de la Communauté de communes des Monts du Lyonnais. Lors d'une table ronde « animation territoriale et la mutualisation de l'ingénierie pour la transition », j'ai eu l'occasion de présenter un certain nombre d'actions de coopération et de mutualisation mises en place par notre syndicat avec les acteurs du territoire, notamment l'Association des Centrales Villageoises et les sociétés citoyennes de production d'énergie renouvelable. Durant ces rencontres, une visite de la chaufferie bois de Saint-Martin-en-Haut, installée par le SYDER, a été organisée par les agents de la Régie SYDER Chaleur en partenariat avec Fibois69 et Michel GOUGET, vice-Président du SYDER en charge des énergies renouvelables. De la même manière, les agents du service photovoltaïque ont présenté l'équipement solaire installé par notre syndicat sur les toits de la salle polyvalente de Saint-Laurent-de-Chamousset. Je tiens particulièrement à saluer le succès de ces 13èmes Rencontres nationales TEPOS 2023 et le formidable travail de l'ensemble des organisateurs : le réseau CLERC ainsi que la Communauté de communes des Monts du Lyonnais.

Le SYDER a également été partenaire du Forum des mobilités durables organisé à Vaugneray par la Chambre des Métiers et de l'Artisanat du Rhône et par la Communauté de Communes des Vallons du Lyonnais. Ce fut l'occasion pour nos services et élus de montrer que le territoire rhodanien est maillé de bornes de recharge publiques pour véhicules électriques installées par le SYDER et combien cela participe à décarboner la flotte des véhicules des artisans et commerçants du territoire.

Enfin, pour terminer sur ce volet transition énergétique, dans le cadre de notre convention de partenariat signée le 19 septembre dernier ici-même, une première réunion a eu lieu avec les différents acteurs de l'association des Centrales Villageoises et des sociétés citoyennes de production d'énergies renouvelables.

B) ENEDIS/GRDF

J'ai rencontré à plusieurs reprises Monsieur Patrick LYONNET, Directeur Régional d'ENEDIS et ses services dans le cadre des négociations pour le contrat de concession Électricité.

J'ai également rencontré Marc-Simon JEAN, Directeur Régional d'EDF, remplaçant Jacques LONGUET.

C) Relations avec les collectivités

Sur invitation du Président Pierre-Jean ZANNETTACCI, j'ai participé à la conférence des Maires de la CCPA à laquelle m'accompagnaient Benoît HUSSON, Xavier DESREUMAUX et Hervé KERNEÏS. J'ai pu présenter les divers services proposés par le SYDER.

J'ai également eu l'occasion de présenter les offres de Solaire du Rhône (AMI Photovoltaïque) à Monsieur Daniel MALOSSE, Président de la Communauté de Communes des Vallons du Lyonnais, ainsi qu'à sa Directrice Générale des Services.

J'ai participé à la commission générale des Maires de BESSENAY lors de laquelle Madame Karine FOREST, Maire m'a demandé de présenter le SYDER et plus particulièrement la Démarche performancielle de l'éclairage public.

J'ai participé à l'inauguration de l'hôtel d'entreprises « La Buissonnière » à ANSE en présence de nombreux élus dont le sous-préfet de Villefranche-sur-Saône Jean-Jacques BOYER, le Président de la Communauté de communes Beaujolais Pierres Dorées et maire d'Anse, Daniel POMERET et un grand nombre de Vice-présidents de cette communauté de communes.

Jules JOASSARD m'a représenté à l'inauguration de la rénovation de la rue des Fontaines à SIMANDRES.

Sandrine ARNAUD m'a représenté à l'inauguration du bâtiment de séchage en grange de la CUMA de POLLIONNAY en présence de nombreux élus dont le député de la 10ème circonscription Thomas GASSILLOUD, le Vice-président de la Région Auvergne-Rhône Alpes Sophie CRUZ et le Président du Département du Rhône Christophe GUILLOTEAU.

D) Relations extérieures

J'ai participé à plusieurs réunions à la FNCCR : Conseil d'administration et Assemblée générale.

Avec une délégation de Vice-présidents, nous nous sommes rendus au Salon des Maires et des collectivités locales à Paris, mardi 21 et mercredi 22 novembre. Durant ces deux jours j'ai été amené à rencontrer et échanger avec différents acteurs du secteur.

A l'invitation de la CNR, j'ai notamment eu l'occasion de participer à une table ronde avec la Directrice générale de Solarhona, Madame Maëlle Vanderkam**,** sur le thème « Planification, co-financement, relocalisation : CNR vous accompagne pour réussir la transition énergétique de votre territoire » le mardi 21 novembre.

Ce même jour, j'ai pu échanger avec les différents Présidents et vice-présidents des syndicats d'énergie de la région Auvergne-Rhône-Alpes sur le stand de TEARA et de la FNCCR.

Enfin, le mercredi 22 novembre, j'ai procédé à la signature officielle du contrat de concession Gaz avec la Directrice Générale de GRDF, Madame Laurence Poirier-Dietz.

A) Instances du SYDER

Dans le cadre des instances du SYDER, j'ai présidé plusieurs réunions :

Plusieurs Commissions des Vice-présidents se sont tenues pour aborder les dossiers en cours au SYDER et notamment la préparation des documents budgétaires qui vont vous être présentés ce soir.

- Une réunion du Bureau syndical le 14 novembre, dont les délibérations suivantes ont été approuvées à l'unanimité :

  - Approbation de la convention d'adhésion au contrat cadre « titre-restaurant » du CDG69;
  - Reconduction du forfait mobilités durables pour les agents du SYDER pour 2023 ;
  - Augmentation de la participation du SYDER au capital de la SEM SOLEIL ;
  - Avis sur l'acquisition par la SEM SOLEIL d'actions de la SAS Energies Stéphanoises ;
  - Approbation de l'avenant n°3 au Règlement de service des réseaux de chaleur ;
  - Approbation de la police d'abonnement type pour les réseaux de chaleur ;
  - Approbation de la police d'abonnement pour le réseau de chaleur de Montrottier

- Une réunion du Bureau syndical ayant eu lieu juste avant ce comité, précédée d'une CAO qui a permis d'approuver à l'unanimité :

  - L'attribution du marché de Fournitures en matériels de télégestion des installations d'éclairage extérieur du SYDER

B) Ressources Humaines

Dans le cadre des différents recrutements en cours, j'ai fait plusieurs entretiens pour les postes de : Responsable des affaires juridiques et assemblées, Responsable des Systèmes d'Information.

Et dernièrement, de nouveaux collaborateurs ont intégré le SYDER :

- Le 16 octobre, Christopher ARSAC en tant que Chargé de projet Photovoltaïque ;
- Le 17 novembre, Christelle DESMARIS en tant que Responsable Administrative et financière ;

Je vous remercie de votre attention. »

Je vous propose maintenant de procéder à la désignation du secrétaire de séance.

DESIGNATION DU SECRETAIRE DE SEANCE

Malik HECHAÏCHI propose de procéder à la désignation du secrétaire de séance.

Aloïs HAMM, délégué suppléant de la commune de Villefranche-sur-Saône, se porte candidat.

Malik HECHAÏCHI consulte l'assemblée sur cette candidature.

Personne ne s'opposant à cette désignation, Aloïs HAMM est désigné secrétaire de séance.

RETRAIT D'UN POINT DE L'ORDRE DU JOUR

Malik HECHAÏCHI annonce le retrait d'un point de l'ordre du jour concernant le transfert au SYDER de la compétence optionnelle « Infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables » de la commune de COURS, suite à une observation de la Préfecture à la réception de la délibération de cette commune.

En effet, la Communauté d'Agglomération de l'Ouest Rhodanien a pris une délibération pour rétrocéder la compétence IRVE à ses communes, ce qui entraine un changement de statuts de la COR. Suite à cette délibération de rétrocession, les communes de la COR ont 3 mois pour donner leur avis sur cette délibération entrainant de nouveaux statuts.

La Préfecture va prendre contact avec la commune de COURS pour demander le retrait de la délibération de transfert de compétence IRVE au SYDER.

La commune devra en reprendre une dès que les nouveaux statuts de la COR seront entérinés par la Préfecture, ce qui entrainera la rétrocession de cette compétence à ses communes.

APPROBATION DU PROCES VERBAL DU COMITE DU 19 SEPTEMBRE 2023

Malik HECHAÏCHI demande à l'assemblée si le procès-verbal de la séance du 19 septembre 2023 appelle des observations.

Aucun délégué ne se manifestant pour prendre la parole, le Président soumet ce procès-verbal au vote.

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité, approuve le procès-verbal du Comité du 19 septembre 2023.

POINTS BUDGETAIRES ET FINANCIERS

- Acomptes mensuels de trésorerie sur les charges 2024

Didier MOULIN, Vice-président aux Finances propose au Comité syndical de l'autoriser à demander aux services du Trésor Public des acomptes mensuels de trésorerie entre les mois de janvier et juin 2024 correspondant pour chaque mois au douzième des charges fiscalisées perçues par le SYDER en 2023, dans l'attente de la décision de chaque commune adhérente pour les charges 2023.

Il rappelle l'importance que revêt la perception de ces acomptes mensuels pour la gestion de la trésorerie du SYDER.

Personne ne souhaitant prendre la parole, Didier MOULIN procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité, autorise le Président à demander aux services du Trésor Public des acomptes mensuels de trésorerie entre janvier et juin 2024 correspondant, pour chaque mois, au douzième des charges fiscalisées perçues par le SYDER en 2023, dans l'attente de la décision de chaque commune adhérente quant à son choix de financement pour les charges 2024.

- Contributions annuelles d'adhésion des communes et EPCI aux compétences du SYDER pour 2024

Le Président expose qu'en application de l'article 4.2 des statuts du SYDER, relatif aux contributions financières des adhérents au syndicat, il appartient au comité syndical de fixer chaque année les contributions financières en fonction des compétences transférées par chaque commune adhérente.

Pour la compétence obligatoire, chaque commune supporte une part des dépenses d'administration générale répartie au prorata de sa population.

Pour les compétences optionnelles, les contributions de chaque commune ayant transféré lesdites compétences au Syndicat sont déterminées en fonction d'une part fixe liée à sa population et d'une part variable liée à des critères définis pour chacune de ces compétences.

Le Président propose au comité pour l'année 2024 les contributions ci-après :

Compétences	Assiette de contribution			Montant de contribution		Plafond
Electricité	Contribution fixe	Liée à la population	De 0 à 2000 habitants	2 € / habitant		17 000 €
			Complément au-delà de 2000 habitants	1 € / habitant		600 €
Eclairage public	Part fixe	Liée à la population		0,04 € / habitant		
	Part variable	Consommation électrique		Coût réel + 1% de frais de gestion		
		Maintenance exploitation (forfait par ouvrage)	Formule 1 – Mensuelle	33 € / an[1]	50 € / an[2]	
			Formule 2 – Trimestrielle	11 € / an[1]	28 € / an[2]	
			Formule 3 – Coup par coup	0 € / an[1]	17 € / an[2]	
			Formule 4 - Démarche Performancielle EP	5,5 € / an[1]	14 € / an[2]	
Gaz	Part fixe	Liée à la population		0,04 € / habitant		600 €
	Part variable	Liée à la longueur du réseau		0,00 € / mètre		
Chaleur	Part fixe	Liée à la population		0,40 € / habitant		6 000 €
	Part variable	Liée à la puissance		0,00 € / kW		
		Liée à la longueur du réseau		0,00 € / mètre		
IRVE	Part fixe	Liée à la population		0,04 € / habitant		600 €
	Part variable	Liée au nombre de bornes de recharge implantées		0,00 € / borne		

Le Président signale qu'il a été décidé d'ajouter une « Formule 4 – Démarche Performancielle EP » pour la part variable de la contribution de maintenance-exploitation de l'éclairage public des communes dont les travaux de démarche performancielle ont été réalisés.

Les montants des autres contributions sont inchangés par rapport à ceux de l'année 2023.

Il fait remarquer que le plafond appliqué à certaines contributions correspond à une population de 15 000 habitants.

Il précise que, lorsque l'adhérent à une compétence optionnelle est une communauté de communes, le montant de la contribution serait calculé sur les mêmes bases de population (à savoir le nombre d'habitants de la communauté de communes), avec les mêmes plafonds de contribution correspondant à 15 000 habitants.

Il indique par ailleurs que les contributions ne seraient pas appelées par le SYDER en cas de compétence « dormante », à savoir lorsqu'il n'y a aucun ouvrage lié à l'exercice de cette compétence, installé sur le territoire communal ou communautaire de l'adhérent.

[1] Contributions des communes pour lesquelles le SYDER perçoit le TCCFE

[2] Contributions des communes qui perçoivent le TCCFE

Personne ne souhaitant prendre la parole, Malik HECHAÏCHI procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité, décide de fixer, pour l'année 2024, les contributions annuelles d'adhésion des communes et EPCI aux différentes compétences du Syndicat telles que détaillées en séance.

- Coefficients de répercussion définitif 2023 et provisoire 2024

Le Président rappelle que la participation des communes pour les travaux faits sur leur territoire est, sauf exceptions, étalée sur 15 ans. Pour chaque opération, la contribution de la commune est calculée de façon à compenser quinze annuités d'un emprunt à un taux fixe basé sur le montant des travaux.

Il propose au Comité syndical de décider du coefficient de répercussion définitif sur 15 ans pour le programme 2023, en fonction du taux moyen de l'ensemble des emprunts contractés par le SYDER jusqu'à la fin de l'année 2023 et destinés à réaliser les investissements pour le compte de ses communes adhérentes. Ce taux moyen s'établit à 1,93 % au moment du vote.

Le coefficient de répercussion sur 15 ans correspondant à ce taux moyen ressort à 0,0774. Il est réajusté par rapport au coefficient provisoire de 0,0812 qui avait été fixé par délibération n° CS_2022_111 du 15 novembre 2022 pour ce même programme 2023.

Le Président propose également de fixer le coefficient de répercussion provisoire sur 15 ans pour le programme de travaux 2024 à l'identique du coefficient définitif 2023, à savoir 0,0774.

Le coefficient de répercussion pour le programme 2024 sera fixé à titre définitif en fin d'année 2024, après un éventuel réajustement.

Il est rappelé que la contribution des communes aux travaux donne lieu en outre aux abattements décidés par le Comité syndical en fonction de la nature des travaux.

Personne ne souhaitant prendre la parole, Malik HECHAÏCHI procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité,

- ⇨ ***Approuve le coefficient de répercussion définitif pour 2023 de 0,0774 pour le financement des travaux sur 15 ans,***
- ⇨ ***Décide de fixer le coefficient de répercussion provisoire pour 2024 à 0,0774 pour le financement des travaux sur 15 ans.***

- Autorisation d'ouverture de crédits 2024

En application de l'article L. 1612-1 du code général des collectivités territoriales, afin d'assurer la continuité des paiements entre le 1er janvier 2024 et le vote du budget primitif du budget principal, de son budget annexe « photovoltaïque » et du budget autonome de la régie « SYDER Chaleur », Didier MOULIN, Vice-président aux Finances, sollicite l'autorisation d'engager, de liquider et de mandater les dépenses d'investissements mentionnées dans le tableau ci-dessous, au titre de l'exercice 2024 avant le vote des budgets primitifs, et dans la limite du quart des crédits ouverts au budget 2023 :

- ***Budget principal :***

Chapitre	Intitulé du chapitre	Crédits ouverts en 2023	Autorisation de dépenses
13	Subventions d'investissement	1 915 500 €	478 875 €
16	Emprunts et dettes assimilées	12 500 000 €	3 125 000 €
20	Immobilisations incorporelles	903 660 €	225 900 €
21	Immobilisations corporelles	407 186 €	101 795 €
23	Immobilisations en cours	50 178 385 €	12 544 595 €
26	Titre de participation	1 000 000 €	250 000 €
041	Opérations patrimoniales	900 000 €	225 000 €

- ***Budget annexe photovoltaïque :***

Chapitre	Intitulé du chapitre	Crédits ouverts en 2023	Autorisation de dépenses
16	Emprunts et dettes assimilées	80 000 €	20 000 €
23	Immobilisations en cours	1 732 033 €	433 000 €

- ***Budget autonome « Régie SYDER chaleur » :***

Chapitre	Intitulé du chapitre	Crédits ouverts en 2023	Autorisation de dépenses
16	Emprunts et dettes assimilées	296 000 €	74 000 €
20	Immobilisations incorporelles	203 121 €	50 780 €
23	Immobilisations en cours	4 765 632 €	1 191 408 €

Personne ne souhaitant prendre la parole, Didier MOULIN procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité, décide d'accorder au Président les autorisations d'engagement, de liquidation et de mandatement des dépenses d'investissement au titre de l'exercice 2024, avant le vote des budgets primitifs principal, annexe photovoltaïque et autonome « SYDER Chaleur », dans la limite des montants sollicités.

- Subvention d'équilibre du Budget principal 2023 vers le Budget annexe Photovoltaïque 2023

Didier MOULIN, Vice-président aux Finances rappelle que le budget annexe « Photovoltaïque » est rattaché au SYDER, établi selon les modalités de l'instruction budgétaire et comptable M41.

En application de l'article L. 2224-1 du code général des collectivités territoriales, les services publics industriels et commerciaux, quel que soit leur mode de gestion, sont soumis au principe de l'équilibre financier au moyen de la seule redevance perçue par les usagers.

L'article L. 2224-2 du même code interdit aux collectivités de rattachement de prendre en charge, dans leur budget propre, des dépenses au titre de ces services. Les subventions sont donc par principe interdites d'un budget principal vers un budget annexe.

Néanmoins, son deuxième alinéa prévoit 3 dérogations :

1) Lorsque les exigences du service public conduisent la collectivité à imposer des contraintes particulières de fonctionnement,
2) Lorsque le fonctionnement du service public exige la réalisation d'investissements qui, en raison de leur importance et eu égard au nombre d'usagers, ne peuvent être financés sans augmentation excessive des tarifs,
3) Lorsque, après la période de réglementation des prix, la suppression de toute prise en charge par le budget de la commune aurait pour conséquence une hausse excessive des tarifs.

Il indique que ce budget annexe présente un déséquilibre sur les premières années d'exploitation en dû décalage de la production d'électricité qui intervient entre six et dix-huit mois après la mise en service et du poids important des intérêts d'emprunt les mêmes années.

Le vote d'une subvention d'équilibre est nécessaire. Son montant serait de 3 000 000 €, mais versé en 1 fois en 2023. La réalisation de ces investissements, en raison de leur importance et eu égard au nombre d'usagers, seront financés par la subvention sans impact sur les tarifs.

Il rappelle qu'en aucun cas, cette prise en charge ne peut se traduire par la compensation pure et simple d'un déficit de fonctionnement et que le vote d'une subvention d'équilibre entre les deux budgets revêt un caractère exceptionnel : elle ne saurait être pérennisée.

Personne ne souhaitant prendre la parole, Didier MOULIN procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité,

- ⇨ ***Approuve le principe du versement d'une subvention d'équilibre entre le budget principal du SYDER et le budget annexe « photovoltaïque »,***
- ⇨ ***Fixe le montant de ladite subvention à 3 000 000 € qui sera imputée dans le budget annexe « Photovoltaïque » en recettes de fonctionnement à l'article 74 – subvention d'exploitation en 2023.***
- ⇨ ***Prend acte que les crédits sont inscrits en dépenses de fonctionnement du budget principal M57 au chapitre 65 - Charges spécifiques, article 657358 – Subvention budget annexe « Photovoltaïque » BP 2023.***

- Décision modificative n°2 du budget principal 2023

Didier MOULIN, Vice-président aux Finances donne lecture à l'assemblée du projet de décision modificative n°2 du budget principal, établi selon les modalités de l'instruction budgétaire et comptable M57.

Il est nécessaire de procéder aux modifications de crédits telles que figurant dans le tableau ci-dessous. Les propositions consistent en :

- L'inscription au chapitre 67 du remboursement du trop-perçu dans le cadre des travaux réalisés en 2021 pour la dissimulation de réseaux pour SFR. La somme perçue par le SYDER était de 300 000 euros mais le programme de travaux de 139 037,54 euros. Le remboursement à opérer est de 160 962,46 euros ;
- La subvention octroyée au budget annexe photovoltaïque de 3 000 000 euros pour l'installation d'installations photovoltaïques sur le territoire ;

- La provision pour les créances douteuses de plus de deux ans ;
- La diminution du virement à la section d'investissement (chapitre 023 et 021) ;
- La diminution de dépenses d'investissement du budget travaux pour ceux non réalisés sur l'exercice.

SECTION FONCTIONNEMENT							
Chapitre	Natures	Dépenses	Montant	Chapitre	Natures	Recettes	Montant
67	673	mandats annulant titres sur exercices antérieurs	161 000,00				
65	657358	Subvention de fonctionnement autres groupements	3 000 000,00				
68	6817	Dotations aux dépréciations des actifs circulants	1 500,00				
023	023	Virement à la section d'investissement	- 3 162 500,00				
		TOTAL	0,00			TOTAL	0,00

SECTION INVESTISSEMENT							
Chapitre	Natures	Dépenses	Montant	Chapitre	Natures	Recettes	Montant
23	2317	Immobilisations reçues au titre d'une mise à disposition	- 3 065 500,00	021	021	Vir la section fonctionnement	- 3 162 500,00
				10	10222	FCTVA	97 000,00
		TOTAL	-3 065 500,00			TOTAL	-3 065 500,00

Personne ne souhaitant prendre la parole, Didier MOULIN procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice : 214
Nombre de votants : 115
Nombre de voix pour : 115
Nombre de voix contre : 0
Nombre d'abstention : 0

Le comité syndical, à l'unanimité,

- ⇨ ***Constate que la décision modificative n°2 du budget principal 2023 s'équilibre en dépenses et en recettes :***
  - En section de fonctionnement à hauteur de **0,00 €**
  - En section d'investissement à hauteur de **- 3 065 500,00 €**
- ⇨ ***Reconnait la sincérité des crédits inscrits en dépenses et en recettes,***
- ⇨ ***Vote les crédits au niveau des chapitres en section d'investissement et de fonctionnement sans spécialiser aucun article.***

- Décision modificative n°2 du budget autonome de la Régie SYDER Chaleur 2023

Didier MOULIN, Vice-président aux Finances donne lecture à l'assemblée du projet de décision modificative n°2 du budget autonome de la Régie SYDER Chaleur, établi selon les modalités de l'instruction budgétaire et comptable M4.

Il est nécessaire de procéder aux modifications de crédits pour abonder le chapitre 011 charges à caractère général, le budget étant tributaire de la hausse des coûts d'énergie notamment (achat de combustibles, électricité, etc…). D'autres postes du chapitre sont ajustés en fonction des besoins : diminution des achats de bois, entretien des chaufferies bois, etc…Cette ouverture de crédits est compensée par une augmentation prévisionnelle de l'inscription faite au chapitre 70 pour la vente d'énergie.

Un virement de crédit en investissement est nécessaire afin d'acquérir un aspirateur à hauteur de 6 000 € au chapitre 21. Les crédits sont pris sur le chapitre 23.

Les propositions de modifications sont les suivantes :

SECTION EXPLOITATION							
Chapitre	Natures	Dépenses	Montant	Chapitre	Natures	Recettes	Montant
011	6061	Fournitures non stockables	64 500.00 €	70	701	Ventes produits finis et intermédiaires	64 500,00 €
		TOTAL	64 500,00 €			TOTAL	64 500,00 €
SECTION INVESTISSEMENT							
21	2188	Autres immobilisations corporelles	6 000.00 €				
23	2315	Installations, matériels et outillage technique	- 6 000.00 €				
		TOTAL	0.00				

Personne ne souhaitant prendre la parole, Didier MOULIN procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice : 214
Nombre de votants : 115
Nombre de voix pour : 115
Nombre de voix contre : 0
Nombre d'abstention : 0

Le comité syndical, à l'unanimité,

- ⇨ ***Constate que la décision modificative n°2 du budget autonome de la Régie SYDER Chaleur s'équilibre en dépenses et en recettes :***
  - En section de fonctionnement à hauteur de **64 500,00 €**
  - En section d'investissement à hauteur de **0,00 €**
- ⇨ ***Reconnait la sincérité des crédits inscrits en dépenses et en recettes,***
- ⇨ ***Vote les crédits au niveau des chapitres en section d'investissement et d'exploitation sans spécialiser aucun article.***

- Décision modificative n°2 du budget annexe Photovoltaïque 2023

Didier MOULIN, Vice-président aux Finances donne lecture à l'assemblée du projet de décision modificative n°2 du budget annexe Photovoltaïque, établi selon les modalités de l'instruction budgétaire et comptable M41.

Il est nécessaire de procéder aux modifications de crédits pour équilibrer le budget annexe Photovoltaïque. Il s'agit notamment d'ouvrir les crédits nécessaires à la consolidation de la subvention d'équilibre versée depuis le budget principal de 3 millions d'euros. Ce montant, enregistré en recettes de fonctionnement, est basculé en investissement via les chapitres 023 (virement à la section d'investissement) et 021 (virement de la section de fonctionnement). Il permet l'ouverture des crédits pour le financement des investissements envisagés d'ombrières photovoltaïques.

SECTION EXPLOITATION							
Chapitre	**Natures**	**Dépenses**	**Montant**	**Chapitre**	**Natures**	**Recettes**	**Montant**
023	023	Virement à la section d'investissement	3 000 000,00	74	74	Subvention d'exploitation	3 000 000,00
		TOTAL	**3 000 000,00**			**TOTAL**	**3 000 000,00**

SECTION INVESTISSEMENT							
Chapitre	**Natures**	**Dépenses**	**Montant**	**Chapitre**	**Natures**	**Recettes**	**Montant**
23	2315	travaux en cours - installations matériels et outillage technique	3 000 000,00	021	021	Vir la section fonctionnement	3 000 000,00
		TOTAL	**3 000 000,00**			**TOTAL**	**3 000 000,00**

Personne ne souhaitant prendre la parole, Didier MOULIN procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité,

- ⇨ ***Constate que la décision modificative n°2 du budget annexe Photovoltaïque s'équilibre en dépenses et en recettes :***
  - En section d'exploitation à hauteur de **3 000 000,00 €**
  - En section d'investissement à hauteur de **3 000 000,00 €**
- ⇨ ***Reconnaît la sincérité des crédits inscrits en dépenses et en recettes,***
- ⇨ ***Vote les crédits par nature au niveau des chapitres en section d'exploitation et d'investissement sans spécialiser aucun article.***

- Provision pour créances douteuses de plus de 2 ans

Didier MOULIN, Vice-président aux Finances donne lecture à l'assemblée du projet de délibération pour la provision de créances douteuses de plus de 2 ans, établi selon les modalités de l'instruction budgétaire et comptable M57.

La constitution d'une provision pour dépréciation des actifs circulants constitue une dépense obligatoire au vu de la réglementation (conformément aux articles L2321-2 et L2321,-3 du Code Général des Collectivités Territoriales et à l'instruction budgétaire M57), lorsque le recouvrement des restes à recouvrer sur compte de tiers est compromis malgré les diligences faites par le Comptable Public. Une provision doit être constituée par délibération, à hauteur du risque d'irrécouvrabilité estimé par la collectivité à partir des éléments communiqués par la Trésorerie. Le montant des créances irrécouvrables s'élève, pour la période 2020/2021, à 1 471,84 €.

La somme devant être inscrite au compte 6817« dotations aux provisions pour dépréciation des actifs circulants » doit s'élever au minimum à 17 % du montant des mandats émis et non recouvrés au 31 décembre de l'année N-1, soit dans le cas présent 17 % de 9 921,64€.

La provision sera réévaluée annuellement en fonction de l'évolution du risque (encaissements reçus ou nouvelles créances). La provision est reprise lorsque :

- la créance est éteinte,
- la créance est admise en non-valeur,
- la provision est devenue sans objet, le débiteur ayant réglé, en tout ou partie, sa dette,
- le risque présenté lors de la dépréciation initiale est moindre.

La reprise sur provision permettra d'atténuer la charge sur l'exercice des dotations aux provisions des nouvelles créances douteuses et d'en diminuer l'impact, voire de les neutraliser sur le résultat de l'exercice. Le montant de la provision pourra être ajusté en fin d'exercice, soit par une reprise si la dépréciation s'avère trop importante, soit par une dotation complémentaire si celle-ci au contraire, s'avère insuffisante.

Personne ne souhaitant prendre la parole, Didier MOULIN procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité,

- ⇨ ***Décide de constituer une provision pour dépréciation des actifs circulant à hauteur de 17 % minimum du montant susceptible d'être proposé en admission en non-valeur par le Comptable public,***
- ⇨ ***Décide d'inscrire les crédits au budget 2023, la somme de 1 471,84 € au compte 6817 « Dotations aux provisions pour dépréciation des actifs circulants ».***

- Attribution de subventions dans le cadre du Contrat de Chaleur Renouvelable (CCR)

Dans le cadre du projet de mandat confiant le paiement des dépenses de l'ADEME au SYDER portant sur les projets de chaleur renouvelable (biomasse, géothermie, solaire thermique et réseau de chaleur), 22 dossiers publics ont été déposés.

Ces dossiers sont complets et respectent les conditions d'éligibilité et de financement de l'ADEME pour l'aide à la décision et l'aide à l'investissement.

Les demandes d'aide à la décision concernent 14 dossiers, dont 3 études réseaux de chaleur et 11 études de faisabilité géothermique.

Cette aide subventionne jusqu'à 70% l'étude de faisabilité en respectant les seuils communautaires selon la taille de la structure. Cette subvention est versée suite à l'envoi des preuves de dépenses, des résultats de l'étude, d'un rapport sur la poursuite du projet et à la validation des dossiers par le SYDER.

Nom projet	Demandeur	Montant de subvention sollicitée
Audit réseau de chaleur	Commune d'YZERON	4 144,00 €
Etude géothermie Halle Bointon	Commune de VILLEFRANCHE-SUR-SAONE	15 947,68 €
Etude géothermie Siège CCBPD	CC BEAUJOLAIS PIERRES DOREES	22 890,00 €
Etude Réseau de Chaleur	SYDER – Régie Chaleur	7 691,25 €
Etude Réseau de chaleur	SYDER – Régie Chaleur	8 391,25 €
Etude géothermie Groupe scolaire	Commune de MARENNES	2 478,00 €
Etude géothermie Médiathèque de Quincié-en-Beaujolais	CC SAONE BEAUJOLAIS	3 990,00 €
Etude géothermie Verrière des Cordeliers	Commune de SAINTE-COLOMBE	4 620,00 €
Etude géothermie Centre d'accueil pour mineurs	Commune de TOUSSIEU	6 300,00 €
Etude géothermie Salle des fêtes	Commune de GREZIEU-LA-VARENNE	10 325,00 €
Etude géothermie Salle des fêtes	Commune de POMMIERS	1 610,00 €
Etude géothermie Mairie/Ecole	Commune de JULLIE	2 093,00 €
Etude géothermie Médiathèque	Commune de CHAPONNAY	2 100,00 €
Etude géothermie Forage	Commune de SAINTE-COLOMBE	19 365,50 €

Les demandes d'aide à l'investissement, prises en compte pour cette délibération, concernent 8 dossiers.

Cette aide est forfaitaire en fonction de la quantité d'énergie renouvelable utilisée, le versement de 80% de ce forfait se fait suite à la mise en service de l'équipement et d'un rapport intermédiaire, le solde de 20% sera versé suite à un rapport d'exploitation sur une période de minimum un an.

Ces versements se feront sous réserve de transmission de tous les éléments requis et de la validation des dossiers par le SYDER.

Cette aide porte aujourd'hui sur 898.5 MWh de chaleur renouvelable.

Nom projet	MWh Energie renouvelable	Demandeur	Montant de subvention sollicitée
Chaudière biomasse – Ecole	92 MWh	Commune de CHIROUBLES	6 138,58 €
Réseau de chaleur	490 MWh	Commune de BRIGNAIS	307 200,00 €
Chaudière biomasse	69,9 MWh	Commune de LES ARDILLATS	29 358,84 €
Géothermie Halle Bointon	64 MWh	Commune de VILLEFRANCHE-SUR-SAONE	64 000,00 €
Chaudière biomasse – Mairie	58 MWh	Commune de CHIROUBLES	24 292,78 €
Géothermie Siège CCPA	53 MWh	CC PAYS DE L'ARBRESLE	53 000,00 €
Géothermie Centre Accueil Collectif pour Mineurs	47,9 MWh	Commune de TOUSSIEU	43 418,07 €
Géothermie extension Siège CCBPD	23,7 MWh	CC BEAUJOLAIS PIERRES DOREES	22 897,41 €

Personne ne souhaitant prendre la parole, Didier MOULIN procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité,

- ⇨ ***Approuve l'attribution de subventions à l'ensemble des 22 dossiers portant pour les montants et les projets indiqués ci-dessus,***
- ⇨ ***Autorise le président à signer les conventions de financement avec ces porteurs de projets.***

- Débat et Rapport d'Orientation Budgétaire 2024 (DOB et ROB)

Malik HECHAÏCHI rappelle que le débat d'orientation budgétaire s'inscrit dans le cadre de la préparation du budget primitif 2024. Organisé dans les deux mois précédant l'examen du budget, conformément à la réglementation, ce débat constitue une opportunité de faire le point sur la situation financière du SYDER et sur les enjeux de l'année à venir.

Le Président et Didier MOULIN, Vice-président aux Finances présentent le rapport introductif au débat d'orientation budgétaire 2024 sur la base du document préparatoire qui a été mis à la disposition des délégués.

Joseph VOLAY (Saint-Genis-l'Argentière) souhaite savoir si la créance d'ENEDIS va être intégrée dans le cadre du nouveau contrat de concession Electricité.

Malik HECHAÏCHI répond que ce point a effectivement fait l'objet des négociations avec ENEDIS. Ce point sera abordé un peu plus tard lors de la présentation du nouveau contrat de concession Electricité.

Plus personne ne souhaitant prendre la parole, Malik HECHAÏCHI procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité, prend acte de la tenue du débat d'orientation budgétaire 2024 et de l'existence du rapport sur la base duquel s'est tenu le débat.

PHOTOVOLTAÏQUE

- Prise de capital et avance en compte courant d'associé au sein de la société citoyenne Cévidorées

Par délibération n°CS_2023_051 du 20 juin 2023, le comité syndical a approuvé la convention de partenariat entre le SYDER, l'association des Centrales villageoises et les sociétés citoyennes de production d'énergie renouvelable, signée lors du comité syndical du 19 septembre 2023.

Dans le cadre de cette convention de partenariat, le SYDER a été sollicité par la société citoyenne Centrales Villageoises Beaujolais Pierre Dorées (Cévidorées) pour un cofinancement d'un nouveau groupe de projets constitué de 5 installations photovoltaïques d'une puissance totale de 416 kWc, nécessitant un investissement total prévisionnel de 525 000 €.

Le cofinancement sollicité par Cévidorées prendrait la forme d'une prise de capital minimum et d'une avance en compte courant d'associé d'un montant de 110 000 €. Ce financement permettrait à Cévidorées de limiter son appel à l'emprunt bancaire et aux taux actuels.

Pour mémoire, l'article 2.3.6. des statuts du SYDER prévoit que, « sous réserve des dispositions du code général des collectivités territoriales et du code de l'énergie issues de la loi relative à la transition énergétique et de la loi relative à l'énergie et au climat, le Syndicat peut prendre des participations dans des **sociétés publiques ou privées** dont l'objet social est la production d'énergies renouvelables. Il peut également **participer au financement de sociétés de projet par voie de prêt d'actionnaires ou d'avances en compte courant**. »

Comme le prévoient les articles L. 294-1 du Code de l'énergie et L. 2253-1 du Code général des collectivités territoriales, le SYDER peut être actionnaire de sociétés citoyennes de production d'énergie et peut participer au financement de projets via des avances en compte courant d'associé.

Le SYDER souhaite acquérir une part de capital d'un montant de 50 € dans la société. Cette acquisition emporte également l'adhésion du SYDER à Cévidorées. Le syndicat souhaite également participer à l'avance en compte courant d'associés à hauteur de 110 000 €.

Par conséquent et en vue de pouvoir répondre favorablement à la sollicitation de la société citoyenne Centrales Villageoises Beaujolais Pierres Dorée (Cévidorées), il conviendrait d'autoriser le Président à signer une convention de compte courant d'associé contractualisant la réalisation de l'avance en compte courant de la part du SYDER à la société citoyenne.

Personne ne souhaitant prendre la parole, Malik HECHAÏCHI procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité,

- ⇨ ***Approuve l'acquisition d'une part dans la société citoyenne Centrales Villageoises Beaujolais Pierres Dorées (Cévidorées),***
- ⇨ ***Approuve l'avance au compte courant d'associés de Cévidorées à hauteur de 110 000 €,***
- ⇨ ***Approuve le projet de convention de compte courant d'associé entre le SYDER et la société citoyenne Centrales Villageoises Beaujolais Pierres Dorées (Cévidorées),***
- ⇨ ***Autorise le Président du SYDER à signer tout document relatif à cette prise de participation et d'avance en compte courant d'associé.***

CONCESSION

- Validation du contrat de concession électricité

En préambule à cette présentation, Malik HECHAÏCHI rappelle que le contrat de concession Electricité est un contrat commun à toutes les structures en France et il ne peut être amendé. Il s'agit d'un contrat type validé par les parties prenantes : FNCCR, France Urbaine, ENEDIS et EDF ; la FNCCR représentant tous les structures d'énergie de France ou autres collectivités.

Il demande à Hervé KERNEÏS de présenter les éléments du protocole transactionnel, document ayant fait l'objet des négociations entre le SYDER et ENEDIS.

- ***Rappel du contexte :***

Le Président rappelle que par contrat signé le 24 février 1993, le SYDER, en sa qualité organisatrice du service public de la distribution d'électricité, avait confié à la société Enedis (précédemment ERDF) le développement, l'exploitation, le renouvellement et l'entretien du réseau public de distribution d'électricité d'une part, et à la société EDF la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente, d'autre part, sur son territoire, dans le cadre d'un contrat de concession d'une durée fixée à 25 ans.

Ce contrat devait s'achever le 7 mars 2018. Un nouveau contrat de concession devait alors être signé. A cette fin, les Parties ont engagé des négociations à compter de juin 2016. La délibération n°CS_2016_034 du 7 juin 2016 approuvait la feuille de route de cadrage des négociations, déléguait au Bureau syndical l'approbation de l'accord de méthode à conclure avec les concessionnaires et demandait au Président et au Premier Vice-président délégué aux concessions, de mener les négociations avec les concessionnaires dans le respect des dispositions prévues dans la feuille de route. Celles-ci n'ont pas abouti. En outre, EDF et Enedis ont refusé de conclure un avenant de prolongation de la concession, pourtant proposé par le SYDER.

Le SYDER, par délibération n°CS_2017_007 du 24 janvier 2017, a pris acte de ce que les exigences du concessionnaire Enedis sur le contenu des discussions relatives au bilan de fin de contrat empêchaient le bureau syndical d'approuver un accord de méthode avec les concessionnaires dans le respect de la feuille de route fixée et dans les délais impartis et demandaient au Président de poursuivre les négociations avec les concessionnaires sur la base de la « feuille de route des orientations stratégiques » telle que fixée par le comité.

Eu égard à l'imminence du terme du contrat de concession, et compte-tenu du mandat donné au Président par le Comité du 27 juin 2017 (délibération n°CS_2017_032), le SYDER a sollicité les Concessionnaires en vue d'une prolongation de la durée du contrat par voie d'avenant de façon à permettre la poursuite de l'exécution du service concédé dans le cadre contractuel en cours jusqu'à la conclusion d'un nouveau contrat de concession.

Après avoir constaté le désaccord avec les concessionnaires sur les conditions de prolongation par voie d'avenant du contrat, le SYDER a donc, par délibération n°CS_2018_003 du 16 janvier 2018, décidé de prendre acte de la reconduction de ce contrat jusqu'à ce qu'un nouveau contrat de concession puisse être conclu. Cette délibération a été notifiée à EDF et Enedis qui ne l'ont pas contestée.

Depuis le 7 mars 2018, EDF et Enedis ont poursuivi l'exécution de leur mission de service public, en application des dispositions des articles L. 121-5 et L. 322-8 du code de l'énergie. Ils ont cessé de rendre compte au SYDER de l'exécution de leurs obligations et refusé de s'acquitter des redevances de concession pourtant dues en vertu de la concession qui les lie au SYDER.

Depuis cette même date, deux séries de litiges ont opposé les Parties :

1. Litiges relatifs aux provisions pour renouvellement constituées en application de la Concession

Estimant que les provisions pour renouvellement non utilisées au terme de la concession devaient revenir au SYDER en application de l'article 31A du cahier des charges de la concession et qu'elles n'avaient de surcroît pas été suffisamment constituées par le Gestionnaire du réseau de distribution en méconnaissance de ses obligations contractuelles, le SYDER a émis le 2 février 2021 deux titres de recettes n° 002, d'un montant de 30 000 000 euros et n° 003, d'un montant de 14 031 224 euros, correspondant, respectivement, à un acompte représentatif du solde de ces provisions, tel que calculé par le Gestionnaire du réseau de distribution, et à un complément calculé par le SYDER.

Le Gestionnaire du réseau de distribution a formé opposition à ces titres exécutoires devant le Tribunal administratif de Lyon qui les a annulés par jugement n° 2102284 du 11 juillet 2022. Le SYDER n'a pas fait appel de ce jugement, qui est donc devenu définitif, au motif que le solde des provisions objet des titre de recettes ne pouvait pas être dû, le contrat de concession qui avait expiré le 7 mars 2018 n'ayant pas encore été renouvelé.

2. Litiges relatifs à la redevance de concession réclamée au Gestionnaire du réseau de distribution au-delà du terme normal de la Concession

Ces litiges ont donné lieu aux titres exécutoires et au mandat de paiement suivants :

- titres exécutoires n°210 et 211 émis le 11 juillet 2019 par le SYDER à l'encontre du Gestionnaire du réseau de distribution pour des montants respectifs de 230 000 euros TTC et 130 000 euros TTC, au titre d'acomptes de redevance de concession pour la période allant du 8 mars au 31 décembre 2018 ;
- titre exécutoire n° 108 émis le 19 mai 2020 par le SYDER à l'encontre du Gestionnaire du réseau de distribution pour un montant de 62 633,02 euros, et mandat de paiement n° 1332 émis le 19 mai 2020 pour un montant de 8 845,43 euros, correspondant au solde des titres 210 et 211 précités ;
- titre exécutoire n °117 émis le 19 juin 2020 par le SYDER à l'encontre du Gestionnaire du réseau de distribution pour un montant de 300 913,81 euros, au titre d'une redevance de concession pour l'année 2019.

Avant de dire droit, le Tribunal administratif de Lyon a saisi pour avis le Conseil d'Etat afin de connaître les suites pouvant être données à l'arrivée à échéance du contrat de concession conclu avec Enedis, concessionnaire détenteur d'un monopole légal, faute d'accord des parties sur les termes d'un nouveau contrat. Le SYDER considérait que le contrat de concession devait nécessairement se poursuivre jusqu'à l'aboutissement des négociations d'un nouveau contrat de concession et que c'était donc sur la base du contrat de concession prolongé que les redevances de concession étaient dues. Enedis considérait pour sa part que le contrat de concession s'était achevé faute d'accord sur un nouveau contrat, qu'Enedis continuait à gérer le service public de distribution d'électricité en application de son monopole légal et que, par suite, aucune redevance de concession n'était due au SYDER, propriétaire du réseau exploité.

Par un avis n°452903 du 27 octobre 2021, le Conseil d'Etat a précisé que dans l'hypothèse où un contrat de concession de distribution d'électricité arrivait à son terme sans être renouvelé ou prorogé, il appartient *« à l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité et au gestionnaire de négocier et de conclure dans les meilleurs délais un nouveau contrat* ».

En conséquence de quoi, par jugement n° 1905957-2004468-2004893 du 10 février 2022, le Tribunal administratif de Lyon a annulé les titres n° 210, 108 et 117 précités et décidé qu'il n'y avait pas lieu de statuer sur le titre n° 211. Le SYDER n'a pas fait appel de ce jugement, qui est donc devenu définitif.

Nonobstant l'absence d'appel de ces jugements, le SYDER a continué à contester la méthode de constitution et le niveau des passifs de concession, l'absence de restitution et de transparence après le 8 mars 2018 et la poursuite de l'occupation par Enedis des réseaux du SYDER sans redevance d'occupation.

Il a par ailleurs, en application de l'avis du Conseil d'Etat susvisé, demandé à EDF et Enedis de reprendre les négociations d'un nouveau contrat de concession.

Dans le cadre de ces discussions, le SYDER a repris les discussions sur les points qui étaient restés en discussion, s'agissant notamment de la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le SYDER et Enedis et de la trajectoire et de la gouvernance des investissements sur le territoire du SYDER. Le SYDER a également contesté la rédaction de l'article 49 – Renouvellement ou expiration de la concession – du modèle de cahier des charges défini par l'accord-cadre signé le 21 décembre 2017 par la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies, France urbaine, Enedis et EDF ainsi que la méthode de constitution et le niveau des passifs de concession constitués au titre de la précédente Concession. La discussion a enfin porté sur l'absence de production par Enedis de comptes rendus annuels d'activité et de transparence financière et la perte de redevances de concession pour le SYDER depuis le 8 mars 2018, ce dernier ayant réalisé et financé des investissements sur le réseau qui ont été remis à Enedis sans contrepartie financière, réseau qu'Enedis a continué à exploiter.

A l'issue de ces discussions, le SYDER, EDF et Enedis ont échangé sur un projet de nouveau contrat de concession et sur les bases d'un projet de protocole transactionnel.

- ***Termes du protocole transactionnel :***

Il est envisagé que la signature de ce protocole soit concomitante à la signature du contrat de concession et de ses annexes.

Le SYDER envisage de reconnaître que le différend qui l'oppose aux Concessionnaires EDF et Enedis s'agissant de la non-production de comptes rendus annuels d'activité complets au titre des exercices 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 et 2023 et de l'absence de communication des passifs de concession depuis le 8 mars 2018, est partiellement réglé compte tenu des engagements que prendrait Enedis au titre de ce protocole :

- Adaptation du calcul de la « part de redevance R2 à verser dans la cadre du nouveau contrat de concession » pour compenser l'absence de redevance de concession perçue par le SYDER depuis le 8 mars 2018, cette situation étant préjudiciable au SYDER compte tenu de la formule de calcul de cette redevance.
- Versement par le concessionnaire d'une somme réputée correspondre aux redevances dues par Enedis au SYDER en contrepartie de la mise à la disposition d'Enedis d'investissements supportés par l'autorité concédante depuis le 8 mars 2018. Cette somme serait soumise à la TVA au taux normal dans les conditions de droit commun. De cette TVA, serait déduite par le SYDER la TVA payée sur les travaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage et remis en exploitation à Enedis.
- Transmission par le concessionnaire d'un inventaire détaillé (bilan technique et patrimonial) des ouvrages de la concession au 31 décembre 2023, établi conformément aux dispositions de l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.
- Reconstitution par le concessionnaire des financements de l'autorité concédante au 31 décembre 2023.

En contrepartie, le SYDER s'obligerait à renoncer, dans un délai maximal de deux ans suivant l'entrée en vigueur du Nouveau Contrat, à former tout recours ou émettre tout titre de recette ayant pour objet le niveau des passifs de concession, le règlement de créances de fin de contrat au titre de la précédente Concession ou la communication relative aux pratiques fiscales et comptables du Gestionnaire du réseau de distribution.

Néanmoins, les parties s'accorderaient sur le fait que ce protocole ne règle pas le différend, qui demeure, sur la constitution des passifs de concession nés du précédent contrat de concession et sur la clause de fin de contrat en cas de non-renouvellement intégrée au nouveau contrat.

- ***Nouveau contrat de concession :***

Le SYDER, EDF et Enedis se sont accordés sur un nouveau contrat de concession qui détermine les droits et obligations de chacun sur une durée de 25 ans.

Le SYDER se satisfait de certaines avancées qui sont de nature à regarder le nouveau contrat de concession comme étant équilibré, à savoir :

- Transfert de la Maîtrise d'ouvrage au SYDER en régime rural des Branchements individuels d'infrastructures de recharge de véhicules électriques (hors immeubles) à l'initiative du SYDER ;
- Transfert de la Maîtrise d'ouvrage au SYDER en régime rural des Branchements individuels d'infrastructures de recharge de véhicules électriques (hors immeubles) suite à extension sous maîtrise d'ouvrage du SYDER, quel que soit le maître d'ouvrage de ces infrastructures ;
- Définition des ambitions majeures du Schéma Directeur des Investissements
- Enveloppe prévisionnelle consacrée aux investissements de renouvellement
- Clause de rencontre entre les parties en cas de décision de justice devenue définitive sur la clause de fin de contrat et sur les obligations d'Enedis relatives à la constitution de passifs de concession au titre du précédent contrat de concession, le SYDER ne renonçant pas à ses droits en la matière.

En revanche, certaines demandes du SYDER n'ont pas pu aboutir aux termes de ces négociations :

- Demande de l'accès et l'utilisation des ouvrages, des compteurs, ainsi que les accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs du réseau concédé est gratuite pour l'autorité concédante du réseau concédé ;
- Modifications des règles de gestion du dépôt relatif aux engagements d'ENEDIS au titre du PPI "séquestre" ;
- Modification des critères de calcul des redevances de concession (prise en compte de la population départementale du Rhône, hors métropole de Lyon) ;
- Transfert de la maîtrise d'ouvrage au SYDER des raccordements (extensions et branchements) d'infrastructures à l'initiative du Syndicat dans le cadre de ses compétences (IRVE, Photovoltaïque, Eclairage public), quel que soit le régime de la commune (urbain ou rural) ;
- Fiabilisation de l'inventaire des ouvrages de la concession ;
- Intégration de détails complémentaires dans le CRAC, dans le cadre de la déclinaison des programmes pluriannuels en programme annuel ;
- Mise en place d'un contrôle détaillé de la réalisation du programme annuel, sur un échantillon d'opérations.

C'est sur ces bases de discussion que le Président demande au Comité de délibérer sur les principes du protocole transactionnel et sur les termes du projet de contrat de concession, de l'accord de partenariat et de ses conventions annexes à conclure avec EDF et Enedis.

Aloïs HAMM (Villefranche-sur-Saône) demande pourquoi signer un contrat d'une durée de 25 ans et non 30 ans.

Malik HECHAÏCHI précise que la plupart des syndicats ont signé pour une période de 25 ans. ENEDIS souhaite signer des contrats longs leur permettant d'amortir les gros investissements réalisés. L'article du TMO spécifie précisément que le syndicat devra rembourser la partie d'amortissement non réalisée par ENEDIS, mais également les investissements réalisés par le syndicat et non encore amortis. Le SYDER s'est toujours opposé à cet article qui a fait l'objet de négociations. Le contrat national propose une période de 25 ou 30 ans. Le SYDER a choisi la période courte de 25 ans.

Emmanuel BUSCHI (Saint-Bonnet-le-Troncy) constate que depuis 5 ans les 2 structures ont réussi à trouver des points d'entente. Il demande si le SYDER prenait la décision de ne pas voter ce contrat aujourd'hui, pourrait-il tenter d'obtenir d'autres avancées.

Malik HECHAÏCHI rappelle qu'il s'agit d'un contrat national, mais il pense avoir réussi à obtenir de grandes avancées par rapport au début des négociations. Il considère que le contrat présenté ce soir est équilibré.

Un délégué demande quel est l'intérêt d'ENEDIS à signer ce contrat et d'accepter les négociations du SYDER.

Malik HECHAÏCHI précise que si le contrat est validé ce soir, il faut s'assurer ensuite que le protocole transactionnel rédigé par nos avocats reprennent bien tous les points discutés. Il rappelle que ce document est le plus important. ENEDIS est d'accord pour signer car le rapport de force a été rééquilibré. Tout est mis en œuvre pour une signature de ce contrat avant la fin de l'année.

Klaus SCHOHE (Saint-Pierre-la-Palud) demande pourquoi le SYDER est moins dépendant des redevances d'ENEDIS que d'autres syndicats.

Malik HECHAÏCHI rappelle qu'aucun syndicat d'énergie en France a accès à la fiscalité, exception faite du SYDER. Lors de l'appel des charges, les communes prennent la décision de les budgétiser en une fois ou de les fiscaliser sur 15 ans. Quand la fiscalisation est choisie, la somme est reportée sur les taxes foncières.

Plus personne ne souhaitant prendre la parole, Malik HECHAÏCHI procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité,

- ⇨ ***Approuve le projet de contrat de concession pour le service public de la distribution d'électricité, son Cahier des charges et ses annexes, la convention relative à l'intégration des ouvrages existants dans l'environnement, l'accord-cadre de partenariat pour la transition écologique, les trois conventions cartographiques moyenne échelle, travaux et consultation et la convention transformateur,***
- ⇨ ***Charge le Président de signer ces actes contractuels,***
- ⇨ ***Charge le Président d'effectuer, en accord avec ENEDIS et EDF, les dernières mises au point et de signer un protocole transactionnel sur la base des principes définis dans le projet de protocole.***

APPLAUDISSEMENT DE L'ASSEMBLEE A L'ISSUE DE CE VOTE

ORGANISATION DU SYNDICAT

- Organisation du comité syndical du 23 janvier 2024

Sandrine ARNAUD, Vice-présidente à la Communication informe le Comité syndical que selon l'article 10 du règlement intérieur du SYDER, il convient de définir par délibération le lieu, autre que le siège du syndicat, dans lequel se réunira la future assemblée délibérante.

Elle propose au Comité syndical que la prochaine assemblée délibérante du 23 janvier 2024 se réunisse sur le territoire de la Communauté de communes de Beaujolais Pierres Dorées, et l'informe que le Président se chargera de trouver la salle idoine.

Personne ne souhaitant prendre la parole, Sandrine ARNAUD procède au vote. Les résultats suivants sont proclamés :

Nombre de délégués en exercice :	214
Nombre de votants :	115
Nombre de voix pour :	115
Nombre de voix contre :	0
Nombre d'abstention :	0

Le comité syndical, à l'unanimité, approuve la proposition de la tenue de sa réunion du 23 janvier 2024 sur le territoire de la Communauté de communes de Beaujolais Pierres Dorées.

L'ordre du jour étant épuisé et plus personne ne se manifestant pour prendre la parole, le Président remercie l'ensemble des délégués de leur présence et lève la séance à 21 heures.

ANNEXE

- Rapport d'orientations budgétaires 2024

- Extrait du diaporama relatif à la présentation du contrat de concession Electricité

- Le contrat de concession Electricité et les différentes conventions

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

2.11 Débat et Rapport d'Orientation Budgétaire 2024

CONTEXTE GENERAL

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

INTERNATIONAL :

La crise énergétique et l'inflation record, en partie liées à la guerre en Ukraine et ses conséquences sur l'activité des prix de gros de l'énergie, marquent la loi de finances pour 2024. La guerre au Proche Orient risque d'avoir également un impact économique.

CONTEXTE GENERAL

NATIONAL : Loi de Finances 2024

- Lutte contre l'inflation et la baisse des déficits publics
- Non reconduction de la dotation exceptionnelle de soutien aux Collectivités Locales face à la croissance des prix de l'énergie
- Montée en puissance du fonds vert : 2,5 Mds €
- Maintien du dispositif existant de soutien à l'investissement local (DSIL)

Les recettes réelles de fonctionnement

⇢ BUDGET PRINCIPAL

Les principales recettes de fonctionnement sont :

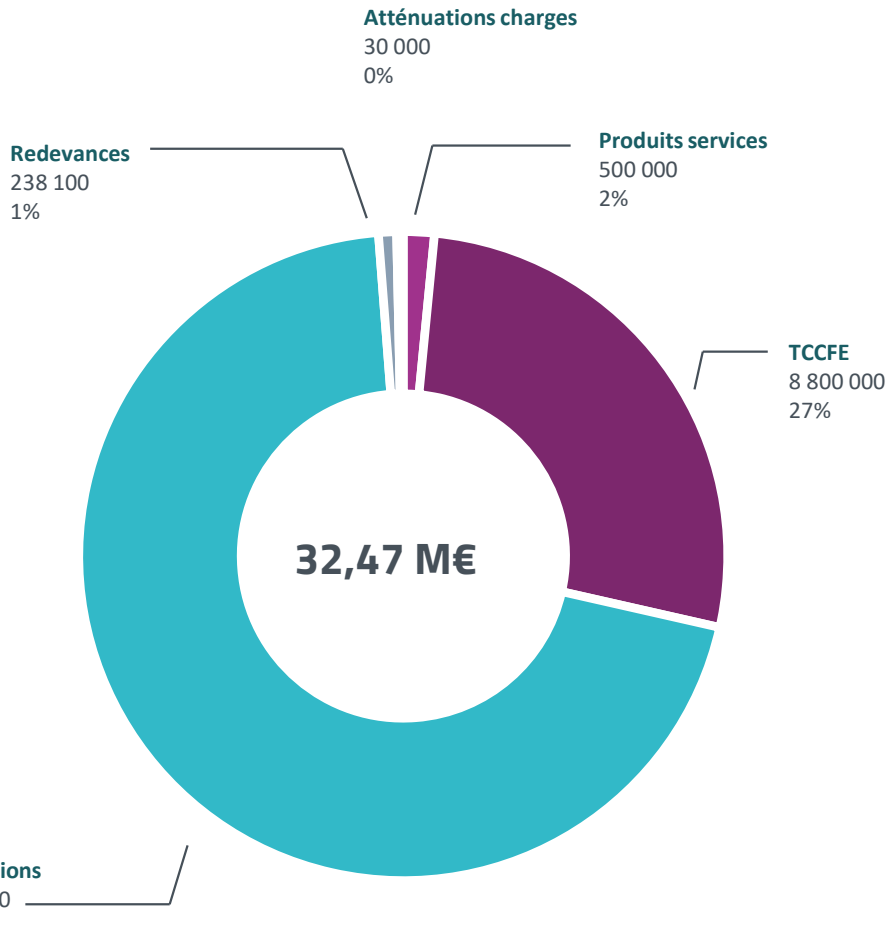
- contributions versées par ses membres (22 M€ de contributions des communes)
- la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Electricité (TCCFE : 8,8 M €)

Elles sont **plutôt stables pour 2024.**

Les autres recettes sont constituées de :

- diverses subventions CCR – MIMOSA (326 000€)
- participations pour les projets, contributions urba, redevance fibres, bornes IRVE (500 000€)
- des redevances concessions (190 000€)

→ Entre 2020 et 2024, on constate une croissance dynamique des recettes, principalement la contribution des communes, liée aux travaux demandés par les communes membres.

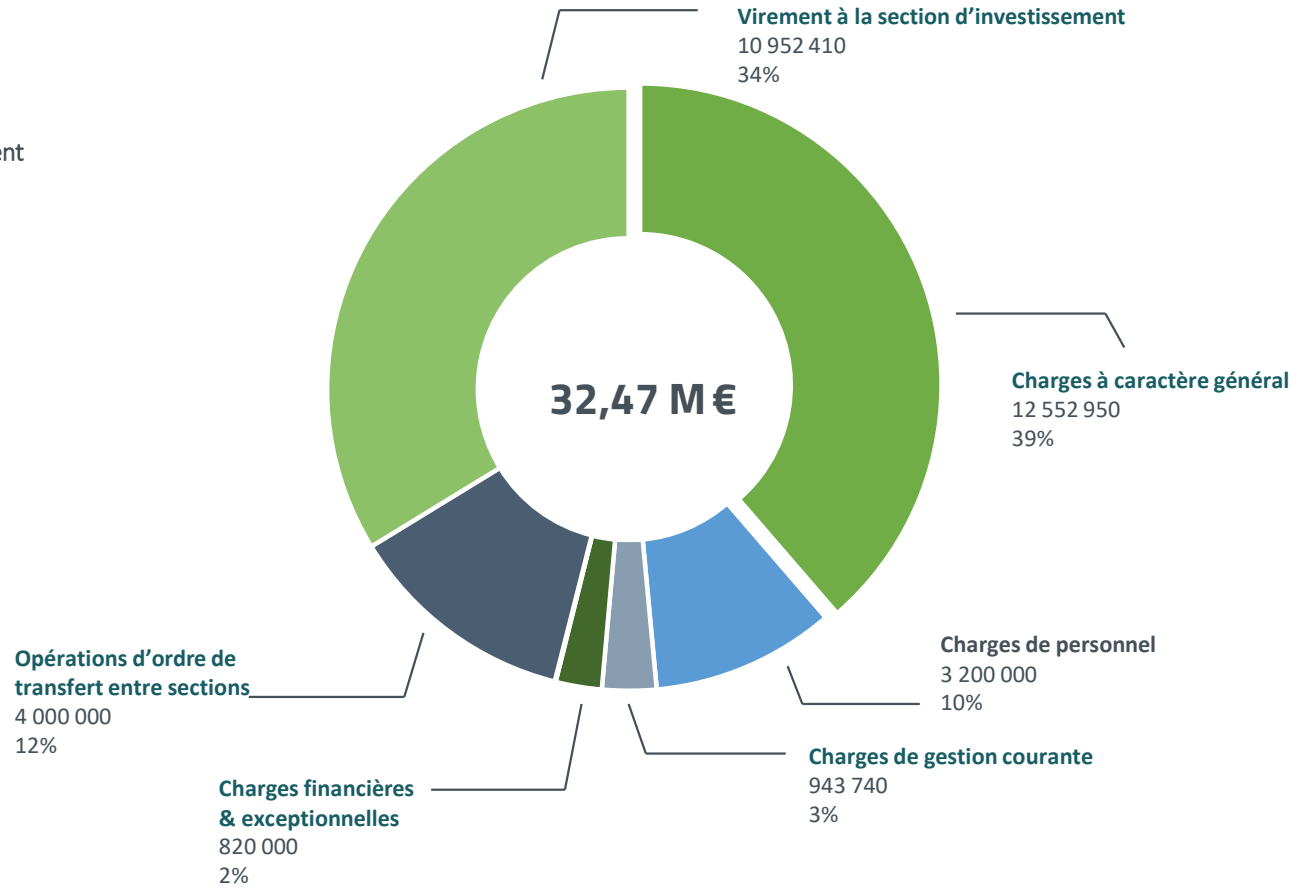


Les dépenses de fonctionnement

⇢ BUDGET PRINCIPAL

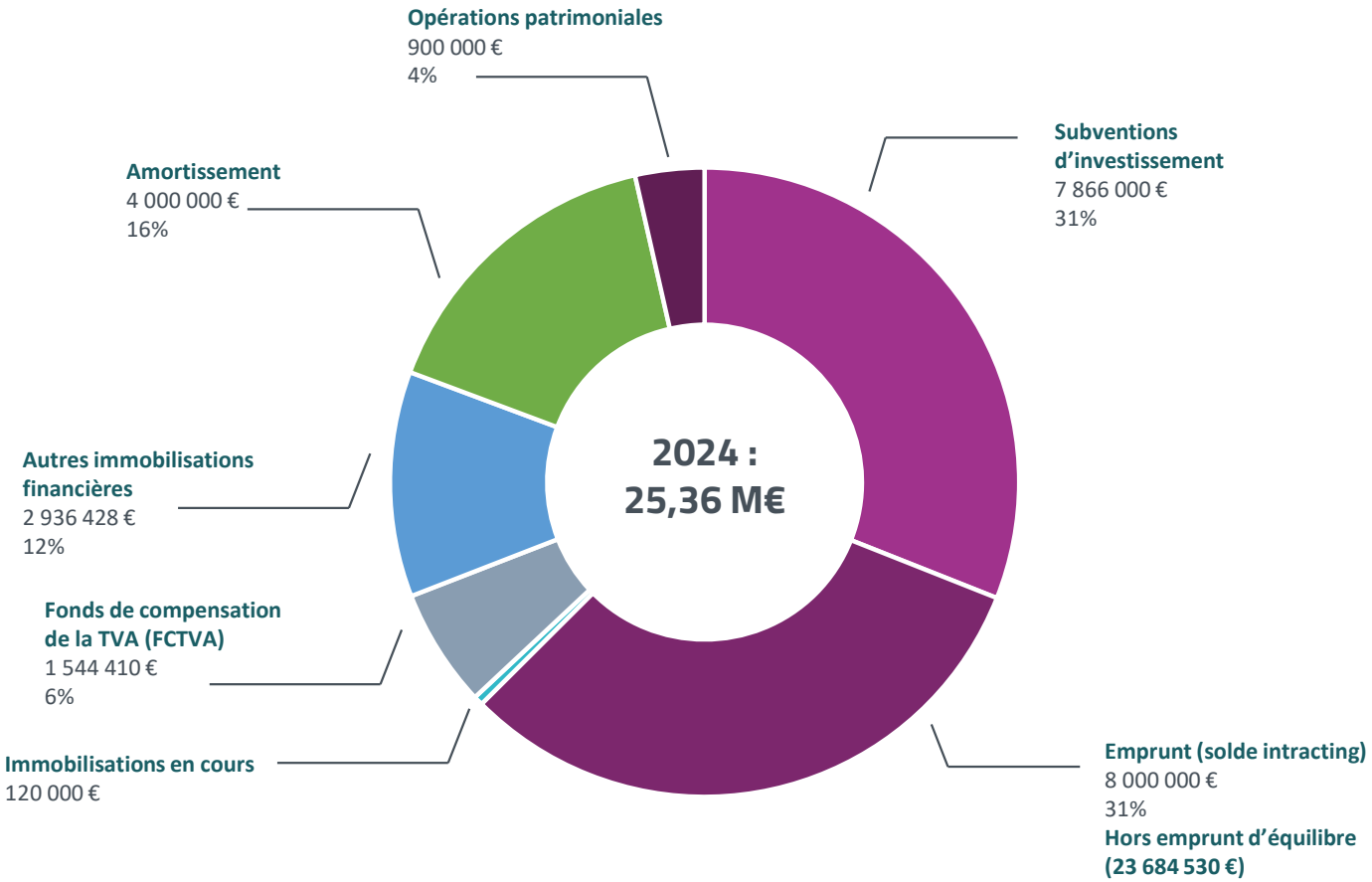
Les principales dépenses réelles de fonctionnement concernent :

- les charges à caractère général (Edf),
- les frais financiers,
- les frais de personnel.



Les recettes d'investissement (réelle + ordre)

⇢ BUDGET PRINCIPAL



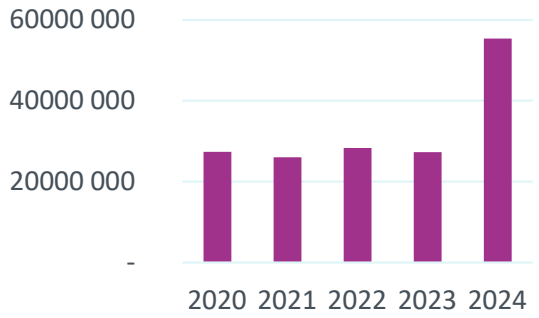
Les dépenses réelles d'investissement

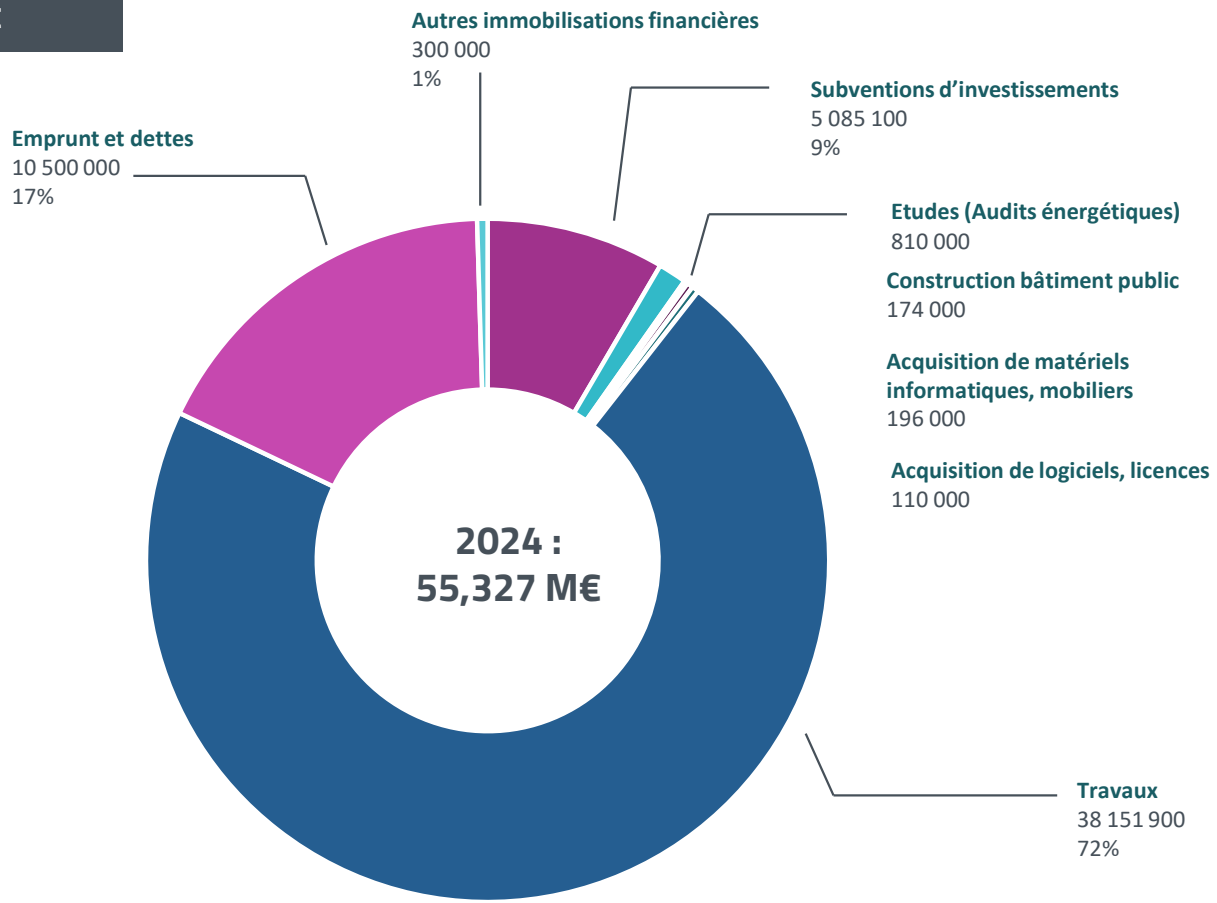
⇢ BUDGET PRINCIPAL

Les dépenses réelles d'investissement concernent :

- les travaux d'enfouissements des réseaux et d'éclairage public, la démarche performancielle, IRVE
- les frais d'études, de logiciels, de matériels, de véhicules,
- le reversement aux communes des CEE collectés (subventions).
- le dispositif des avances forfaitaires et le remboursement du capital de la dette

Evolution des dépenses d'investissement





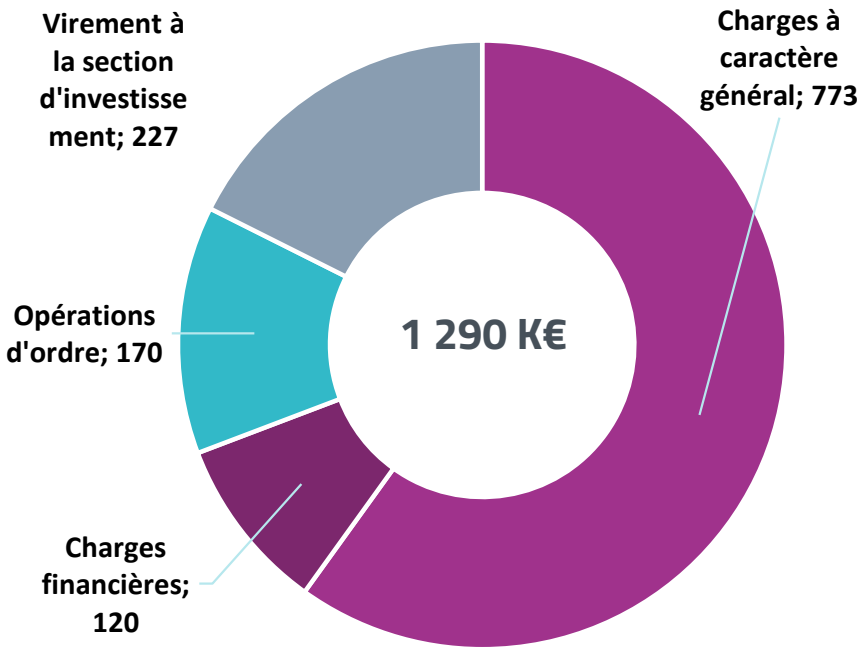
⇢ Travaux : grandes projections 2024

Travaux	Montant global	Détails
 Réseaux électriques, dont bornes IRVE	8 855 000 €	**Installation de Bornes** 350 000 € **IRVE (plan de relance)** : 750 000 € **Super Chargeurs** : 2 000 000 € **Dissimulations** : 2 000 000 € **Extensions** : 900 000 € **Remplacements fils nus** : 450 000 € **Intempéries** : 225 000 € **Renforcements** : 1 500 000 € **Maîtrise d'œuvre réseaux** : 500 000 €
 Eclairage public (au titre d'une mise à disposition)	28 900 000 €	**APCP Eclairage public installation** : 18 000 000 € **APCP Eclairage public télégestion** : 5 000 000 € **Travaux éclairage aire de sport** : 300 000 € **Ballons fluos** : 100 000 € **Eclairage public aménagement** : 4 000 000 € **Mise en lumière** : 100 000 € **Génie civil** : 1 200 000 € **M Œuvre EP** : 200 000 €

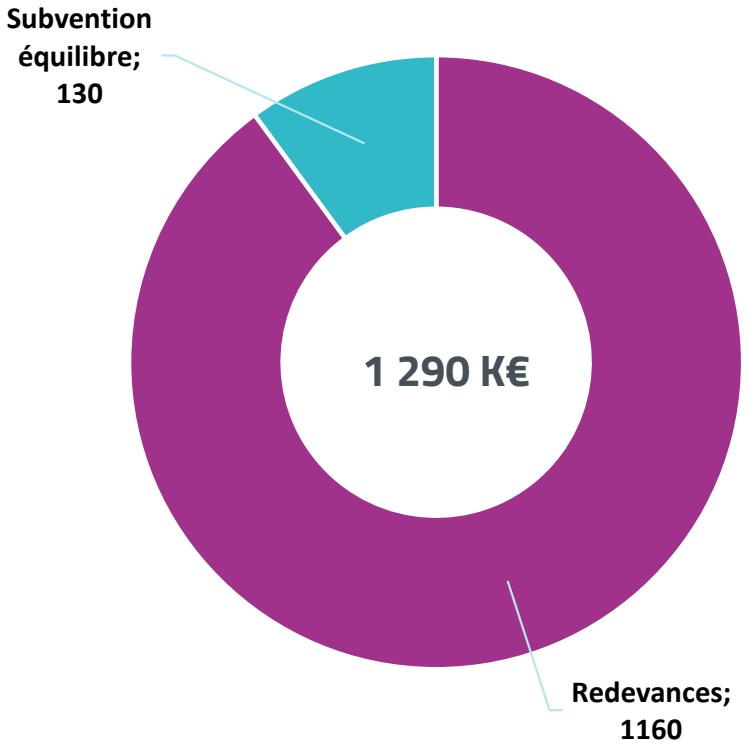
Budget régie SYDER Chaleur

Section fonctionnement

Dépenses fonctionnement en k€



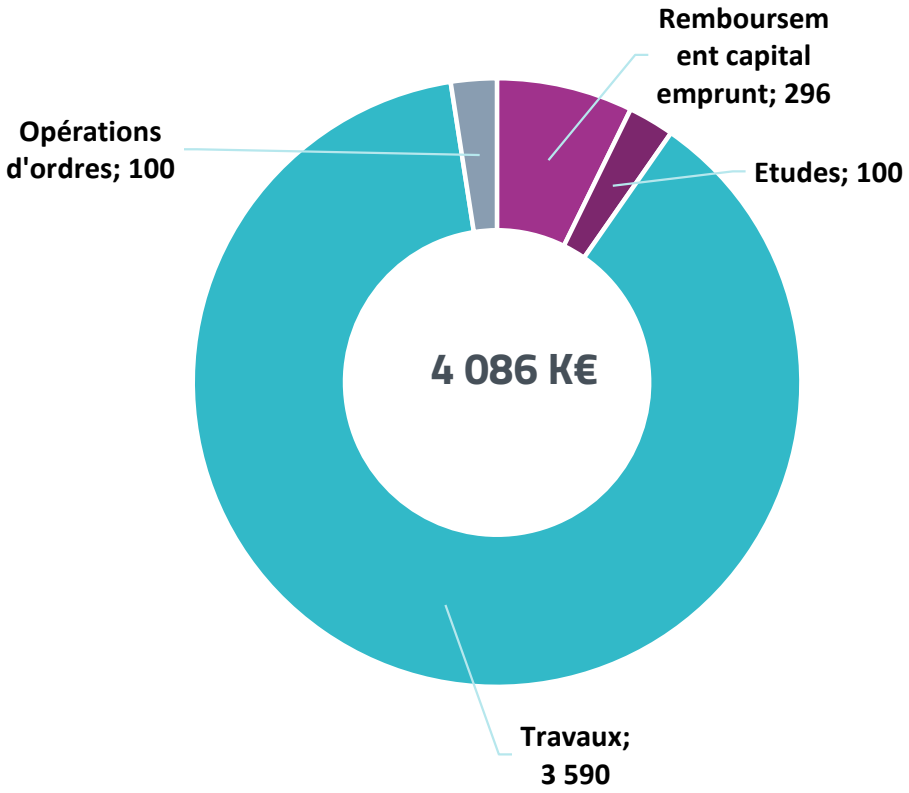
Recettes fonctionnement en k€



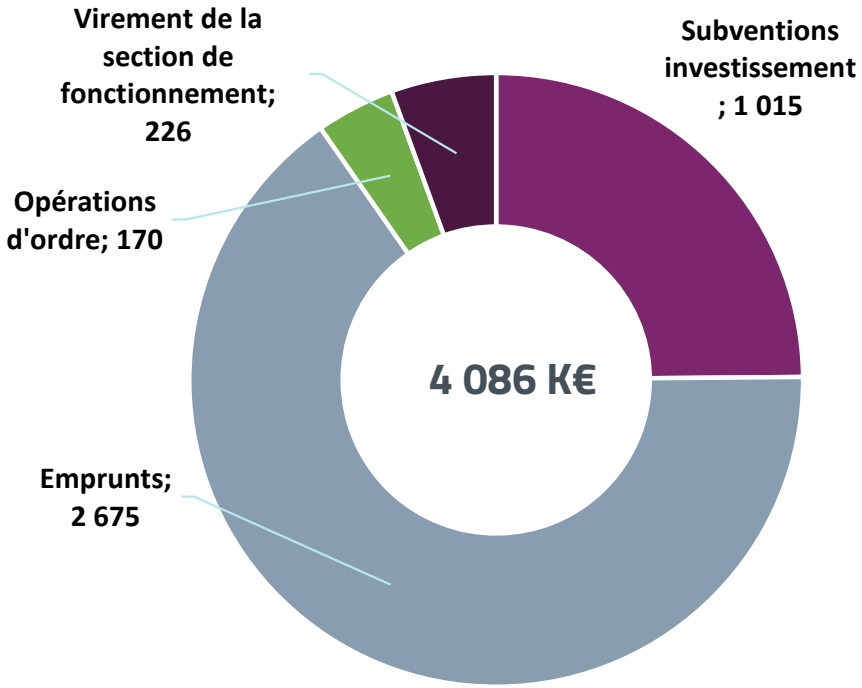
Budget régie SYDER Chaleur

Section investissement

Dépenses investissement en k€



Recettes investissement en k€



Budget régie SYDER Chaleur

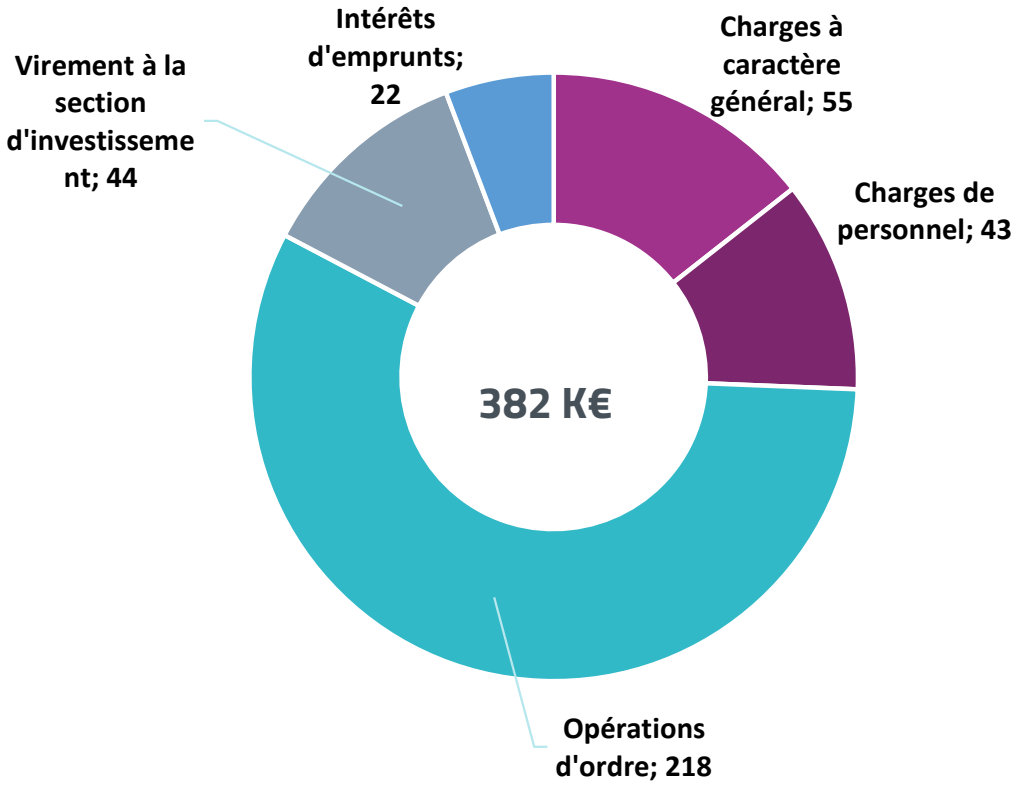
Investissements 2024

Réalisation de travaux et extension du réseau de Larajasse
Réalisation chaufferie et réseau Loire-sur-Rhône
Réalisation chaufferie et réseau Orliénas
Extension du réseau de chaleur de Saint-Martin-en-haut
Travaux sécurité (suite audit)
Travaux mise à jour électricité et automatisme + supervision
Diverses études (schéma directeur, faisabilité, sécurité, monitoring)
travaux de gros entretien renouvellement

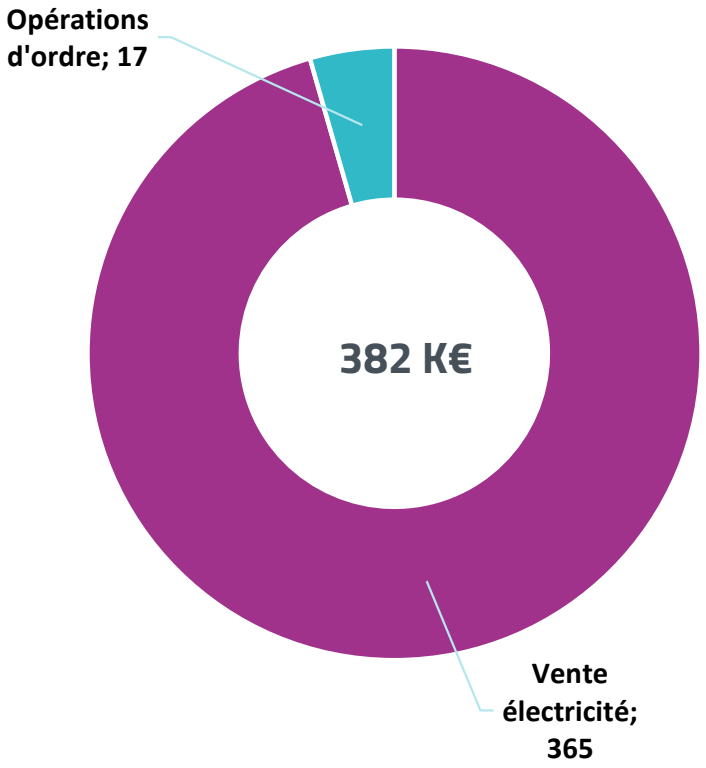
Budget photovoltaïque

Section fonctionnement

Dépenses fonctionnement en k€



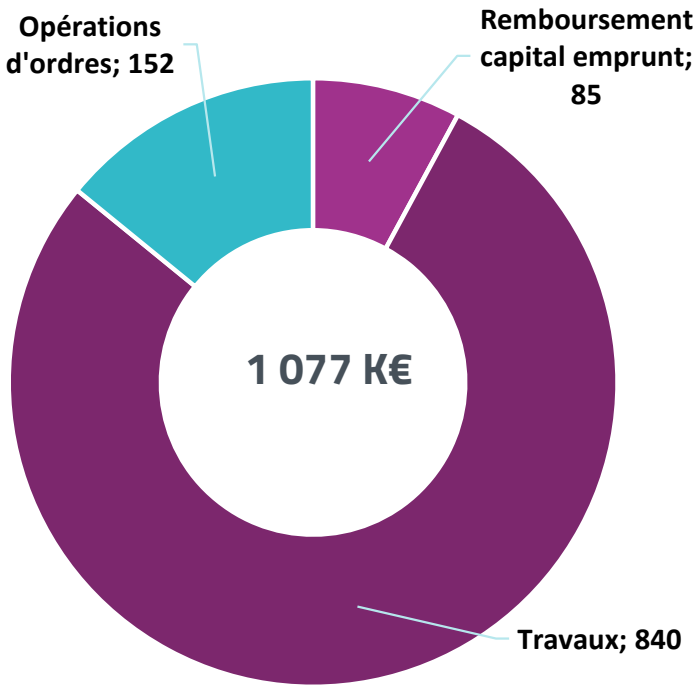
Recettes fonctionnement en k€



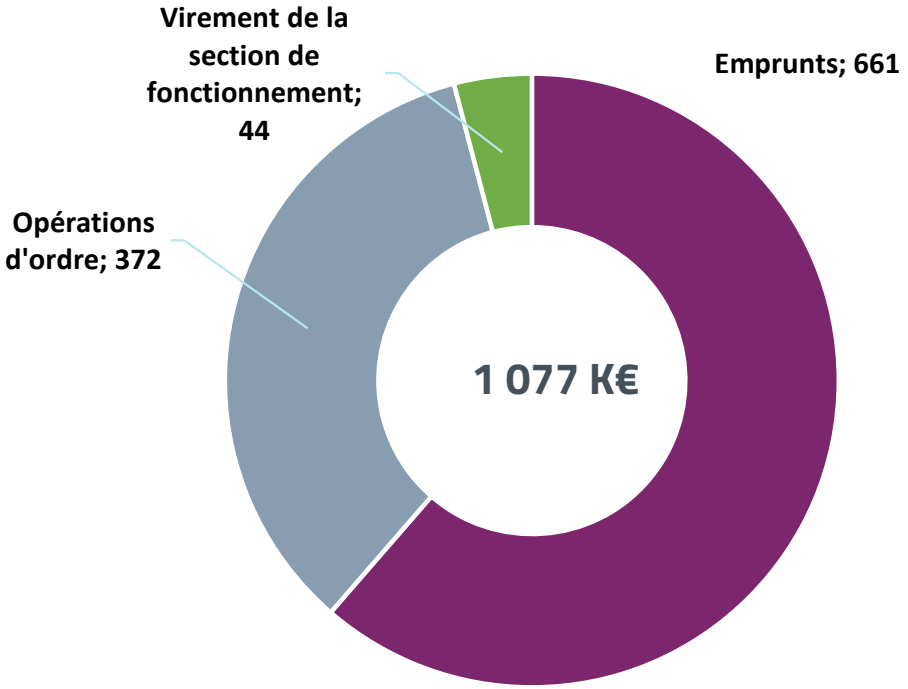
Budget photovoltaïque

Section investissement

Dépenses investissement en k€



Recettes investissement en k€



Budget photovoltaïque

Investissements 2024

Le budget 2024 porte sur un montant d'environ **800 000 € de travaux photovoltaïques** pour :

3 sites sur la CCPA dans la continuité de la phase 1
Le siège du SYDER
3 sites sur la CCSB (dont 2 projets anciens nécessitant des adaptations avant réalisation des travaux)

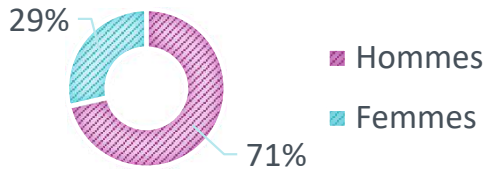
Le portefeuille de projets pouvant être réalisé sur 2024 s'élève à plus de 3M€. L'entièreté du portefeuille n'a pas été inscrit au budget car il manque soit une validation d'étude avant-projet, soit une étude charpente, soit une délibération de la commune pour la réalisation du projet. Le SYDER est en capacité de réaliser ces travaux dès lors que ces éléments seront obtenus.

A noter que le débat d'orientation budgétaire ne comprend pas pour l'instant d'éléments financiers concernant la création de la société anonyme simplifiée qui serait créée pour développer d'ici à 2050 1GWc de photovoltaïque.

⇢ Ressources Humaines

49 agents
(dont 2 apprentis)
au 30 septembre 2023

Par filières		Par catégories		Par statut	
Technique	33	A	22	Titulaires	19
Administrative	16	B	11	Contractuels	28
		C	14	Apprentis	2

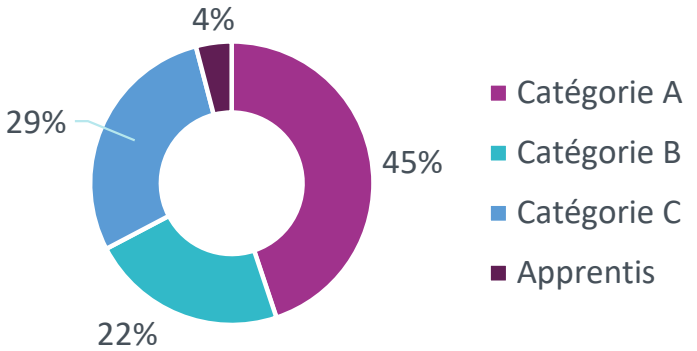


⇢Temps de travail

Les agents du SYDER travaillent 1607 heures / an conformément à la règlementation.

⇢Formations

La SYDER fait régulièrement appel à des organismes de formation spécialisés comme FORMAPELEC etc… En 2023, trois sessions de 10 agents sont organisées pour passer l'AIPR (l'autorisation d'intervention à proximité des réseaux).



Evolution de la masse salariale

Années	Total inscriptions au budget (tout compris)	Compte administratif
Réalisé 2020	1 955 000	1 721 233
Réalisé 2021	2 650 000	2 045 239
Réalisé 2022	2 833 200	2 417 119
Prévisionnel 2023	3 000 000	2 650 000
Budget 2024	3 200 000	-

L'évolution de la masse salariale 2024 est impactée par :

- la hausse du SMIC,
- les réformes des grilles indiciaires,
- la réévaluation du point d'indice suite à l'inflation

Le SYDER bénéficie d'une subvention pour financer un poste mais les montants étant relatifs à une seule personne, les données ne seront pas publiées.

En matière de recrutement, la prévision 2024 prend en compte les postes vacants et non pourvus fin 2023 compte tenu des tensions sur le marché du travail.

Le chiffre budgété pour 2024 a été estimé en imaginant que tous les postes seraient pourvus, condition nécessaire à la qualité du service.

La masse salariale représentera environ 10% des dépenses réelles de fonctionnement.

Débat et rapport d'orientation budgétaire 2024

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

Délibération

Le comité syndical

➪ **Prend acte** de la présentation du Rapport d'Orientation Budgétaire 2024.

Projets de délibération et de rapport mis à disposition sur le portail adhérents du site www.syder.fr

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

4.1 **Contrat de concession**
Electricité

Projet de contrat de concession

Le SYDER, EDF et ENEDIS se sont accordés pour reprendre les négociations qui ont permis d'aboutir au projet de contrat de concession, comprenant :

- un protocole transactionnel
- une convention de concession
- un cahier des charges
- une convention relative à l'intégration des ouvrages existants dans l'environnement
- un accord-cadre de partenariat pour la transition écologique
- trois conventions cartographiques moyenne échelle, travaux et consultation
- une convention transformateur

Protocole transactionnel
Engagements

Le SYDER et Enedis ont été conduits à examiner les questions soulevées à l'occasion des litiges nés à l'échéance de l'ancien contrat et à s'interroger sur les conditions dans lesquelles il pourrait y être mis un terme.

Ces litiges portent sur :

- les obligations du Gestionnaire du réseau de distribution en matière de passifs de concession et d'indemnité de fin de contrat ;
- les redevances réclamées par l'Autorité concédante après l'échéance de la Concession

La signature du protocole est concomitante à la signature du contrat de concession et ses annexes.

Ce contrat sera signé entre le SYDER, ENEDIS et EDF.

Protocole transactionnel
Engagements

- Adaptation du calcul de la « part de redevance R2 à verser dans le cadre du nouveau contrat de concession »
- Versement par le concessionnaire d'une somme, soumise à la TVA au taux normal dans les conditions de droit commun, réputée correspondre aux redevances dues par Enedis au SYDER en contrepartie de la mise à la disposition d'Enedis d'investissements supportés par l'autorité concédante durant la période intercalaire
- Transmission par le concessionnaire d'un inventaire détaillé (bilan technique et patrimonial) des ouvrages de la concession au 31 décembre 2023
- Reconstitution par le concessionnaire des financements de l'autorité concédante au 31 décembre 2023
- Renonciation par l'autorité concédante dans un délai maximal de deux ans suivant l'entrée en vigueur du Nouveau Contrat, à former tout recours ou émettre tout titre de recette ayant pour objet le niveau des passifs de concession, le règlement de créances de fin de contrat au titre de la précédente Concession ou la communication relative aux pratiques fiscales et comptables du Gestionnaire du réseau de distribution.

Protocole transactionnel
Engagements

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

- ✓ APPORT FINANCIER
  - 2,4 M€ à la signature du Contrat
  - Soutien de R2 Lissage des redevances avec les montants perçus dans le cadre du précédent contrat en 2014, 2015, 2016 et 2017

  Pour la mise en œuvre de ce lissage, les montants des parts R2 versées au titre des années 2014 à 2017 sont réputés être les suivants pour les 4 dernières années prises en compte dans le calcul du nouveau contrat :

    - 2020 : 1 623 268 €
    - 2021 : 1 353 133 €
    - 2022 : 1 245 342 €
    - 2023 : 1 089 675 €

Montants estimatifs Redevances

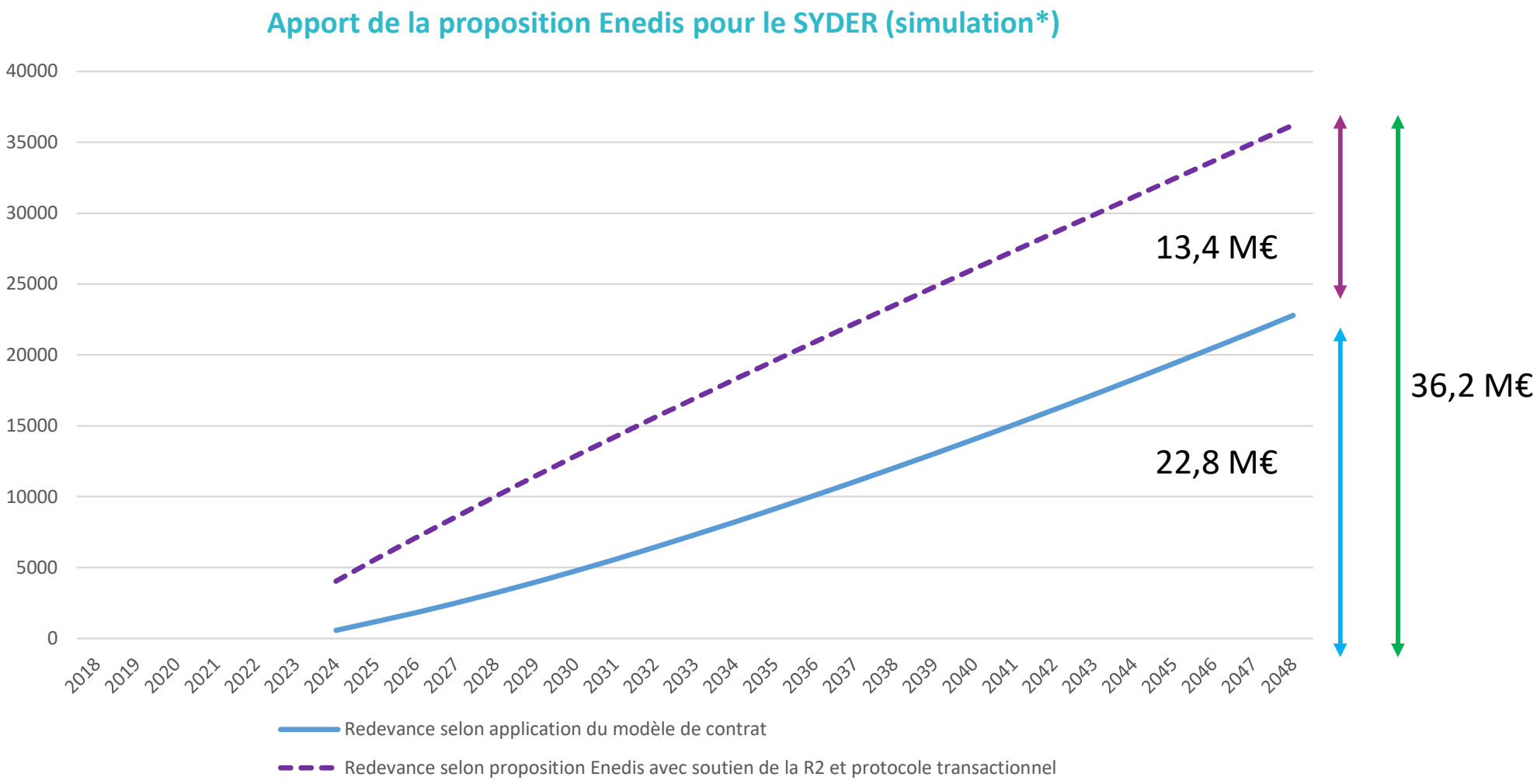
Modèle Contrat 25 Ans	Ancien Contrat Montant dernière année	Nouveau contrat Montant première année
Redevance R1 « Fonctionnement »	357 227,60 €	**453 256,04 €**
Redevance R2 « Investissement »	147 897,72 € (Nul à compter 2019)	118 824,00 €
Redevance R2 « Investissement » Proposition Lissage	147 897,72 € (Nul en fin de contrat)	**1 181 107,00 €**

Le SYDER percevra dès 2024 un montant de redevance de 1 634 363,04 €.

Simulation Apport financier

territoire d'énergie RHÔNE - SYDER

✓ APPORT FINANCIER - CONCESSION 25 Ans



CONVENTION DE CONCESSION

L'autorité concédante concède, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au concessionnaire qui accepte, les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire.

CAHIER DES CHARGES

Durée de la concession : 25 Ans

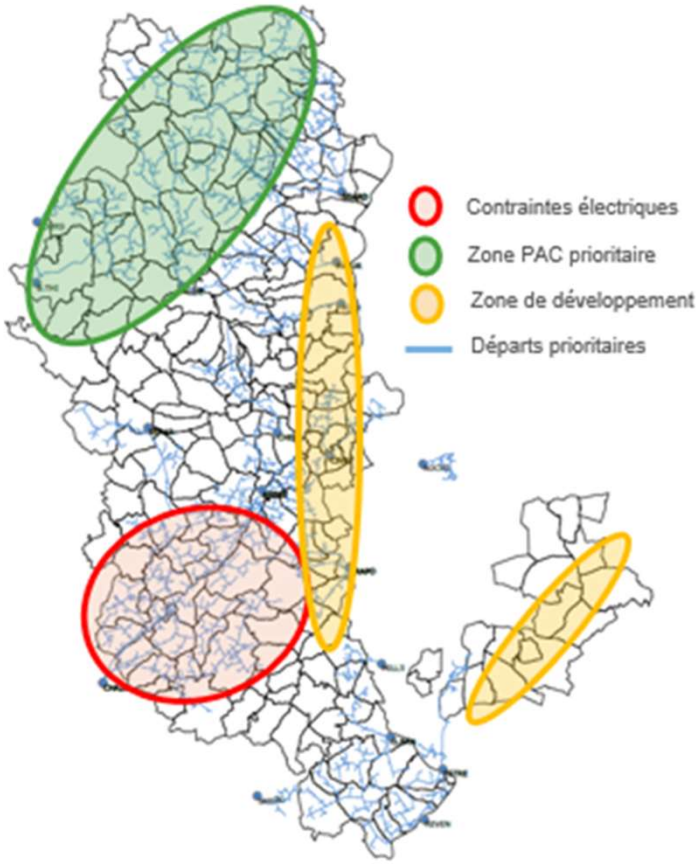
Ces documents ont été établis sur la base du modèle national

ANNEXE 1

Article 2 - Redevance de concession	✚ Adaptation du calcul de la « part de redevance R2 à verser dans la cadre du nouveau contrat de concession »
Article 5 - Maîtrise d'ouvrage	Répartition de la MOA en régime urbain/rural maintenue à l'identique du précédent contrat En régime rural : ✚ Branchements individuels d'infrastructures de recharge de véhicules électriques (hors immeubles) à l'initiative du SYDER ✚ Branchements individuels d'infrastructures de recharge de véhicules électriques (hors immeubles) suite à extension sous maîtrise d'ouvrage du SYDER, quel que soit le maître d'ouvrage de ces infrastructures. ✚ Extension BT pour le raccordement d'une installation individuelle de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation de consommation ✚ Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation
Article 14 - Dispositions particulières Incidence d'une décision de justice devenue définitive	"Dans l'éventualité où il résulterait d'une décision de justice devenue définitive des évolutions dans l'interprétation des obligations pesant sur le concessionnaire, au titre **du précédent contrat en matière de constitution de passifs** et au titre **du présent contrat en matière de fixation de l'indemnité en cas d'expiration de la concession**, les parties conviennent de se rencontrer, sur demande de la partie la plus diligente, afin d'en tirer les conséquences."

ANNEXE 2A

- SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)
  - ✓ Ambitions majeures du SDI partagées :
    - Ambition 1 : Réduire l'impact des aléas climatiques notamment de la zone nord identifiée dans le diagnostic
    - Ambition 2 : Moderniser les réseaux et adapter les structures HTA notamment de la zone ouest identifiée dans le diagnostic
    - Ambition 3 : Maintenir le bon niveau de qualité hors zones sensibles
    - Ambition 4 : Accompagner le développement du Territoire et la transition énergétique



ANNEXE 2A

❑ PLAN PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENTS (1er PPI 2024-2027)

Sur un **engagement** de **23,7 M€,** l'enveloppe prévisionnelle (hors article 8 et travaux exceptionnels) consacrée aux **investissements de renouvellement** est évaluée à **12,9 M€** sur le réseau et se décompose de la manière suivante :

Valeurs indicatives 1er PPI	**2024-2027**
Traitement de 33 km de lignes HTA aériennes exposées aux aléas climatiques	**4,50 M€**
Traitement de 85 km de réseaux HTA aérien incidentogènes en rénovation programmée ou en renouvellement	**5,40 M€**
Renouvellement cible de 4 km de réseaux HTA souterrain incidentogènes (CPI principalement)	**0,70 M€**
Suppression de 10 km de fils nus BT en priorisant sur les faibles sections	**0,90 M€**
Renouvellement ciblés des réseaux BT souterrains et des tableaux des postes HTA/BT	**1,40 M€**

ANNEXE 2bis

❑ PART COUVERTE PAR LE TARIF (PCT)

- ✓ Versement, par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante, de la prise en charge des coûts de raccordement couverte par le TURPE lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage de travaux de raccordement (40% ou 75% pour les IRVE du montant HT des investissement)

	Ancien Contrat	Nouveau contrat
Taux de réfaction applicable	16,38 %	**40 % ou 75 % (IRVE)**
Montant estimatif annuel	Pas de protocole signé Trop défavorable	**600 k€**

ACCORD CADRE PARTENARIAT

❑ TRANSITION ECOLOGIQUE

Cet accord-cadre a pour objet de définir et d'organiser le partenariat entre le SYDER et Enedis dans le cadre et les limites des missions de Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD), conformément aux six axes prioritaires suivants :

- ✓ Accompagnement dans la mise en œuvre d'une plateforme numérique des services énergétiques
  - Services à l'attention des collectivités
  - Services à l'attention des citoyens
- ✓ La maitrise de l' éclairage public
- ✓ Le déploiement des IRVE
- ✓ Le déploiement et planification des ENR
- ✓ La rénovation énergétique des bâtiments publics
- ✓ Le developpement des nouvelles sources d'énergie

Mise en œuvre de conventions d'application particulières précisant les conditions juridiques, techniques et financières, si besoin.

CONVENTION SPECIFIQUE ART 8

La participation annuelle HT plafonnée d'Enedis aux travaux d'aménagement esthétique sur le réseau basse tension de la concession sur la durée du PPI.

Pour répondre à l'ambition partagée d'améliorer la qualité d'alimentation, la participation du Concessionnaire est répartie comme suit :

- ✓ Une enveloppe « E » pour les travaux d'amélioration esthétique
- ✓ Une enveloppe complémentaire « E-FNu » pour l'amélioration de l'esthétique et de la qualité par la résorption de fils nus BT.

Article 8	Ancien Contrat	Nouveau Contrat 2 Premières années	Nouveau Contrat 2 Années suivantes
Enveloppe E	340 k€	332,5 k€	285 k€
Enveloppe E-FNu	NC	142,5 k€	190 k€
Montant annuel HT	340 k€	**475 k€**	**475 k€**

CONVENTIONS CARTO

3 Conventions cartographiques ont pour but de définir les modalités de mise à dispositions de plans et données cartographiques :

- ✓ Accès gratuit au Service de consultation cartographie Moyenne échelle et Grande échelle
- ✓ Mise à disposition de plans et données cartographiques au format numérique à moyenne échelle, relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité
- ✓ Définition des conditions et modalités d'échanges de plans et données cartographiques afin de faciliter l'exécution des missions respectives de chacun

Echanges Données cartographiques	Ancien Contrat	Nouveau Contrat
Service consultation Carto Moyenne et Grande échelle	NC	**Accès gratuit au service + Accès Carto Grande échelle**
Mise à disposition Carto Moyenne échelle (format numérique)	1 Fois par an	**2 Fois par an**
Echanges plans et données dans le cadre des travaux	Existant	**Idem**

CONVENTION TRANSFORMATEUR

La convention a pour objet de définir les conditions de coopération entre l'autorité concédante et le concessionnaire pour l'acquisition et la gestion des transformateurs HTA/BT pour la réalisation de travaux sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Trois types de prestations sont visés :

- ✓ la fourniture de transformateurs par le concessionnaire dans certains cas ;
- ✓ la gestion par le concessionnaire des transformateurs déposés par l'autorité concédante ;
- ✓ la gestion par le concessionnaire des transformateurs fournis par l'autorité concédante.

Contrat de concession Electricité

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

Délibération

Le comité syndical

- Approuve le projet de contrat de concession pour le service public de la distribution d'électricité, son Cahier des charges et ses annexes, la convention relative à l'intégration des ouvrages existants dans l'environnement, l'accord-cadre de partenariat pour la transition écologique, les trois conventions cartographiques moyenne échelle, travaux et consultation et la convention transformateur ci-annexés,
- Charge le Président de signer ces actes contractuels,
- Charge le Président d'effectuer, en accord avec ENEDIS et EDF, les dernières mises au point et de signer un protocole transactionnel sur la base des principes définis dans le projet de protocole joint.

Projet de délibération mis à disposition sur le portail adhérents du site www.syder.fr

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE

- **Le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône –** Territoire d'Energie Rhône-SYDER, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par M. le Président **Malik HECHAÏCHI**, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical CS_2023_080 du 28 novembre 2023, domicilié 61 Chemin du Moulin Carron, à Dardilly (69570),

désigné ci-après **l'« Autorité Concédante » ou « le SYDER », d'une part,**

et, d'autre part,

- **Enedis,** gestionnaire du réseau de distribution publique d'électricité, société anonyme à directoire et conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est Tour Enedis, 34, place des Corolles, 92079 La Défense Cedex, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par M. **Patrick LYONNET**, Directeur régional Sillon Rhodanien, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties par les membres du Directoire le 1er décembre 2019, faisant élection de domicile à Lyon, 288 Rue Duguesclin

désignée ci-après **« le concessionnaire »,** pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, **ou « le gestionnaire du réseau de distribution »,**

et

- **Electricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 2 084 365 041 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par M. **Frédéric SARRAZIN**, Directeur EDF Commerce Région Auvergne Rhône Alpes, agissant en vertu de la délégation de pouvoirs qui lui a été consentie le 1er août 2022 par Mme Nelly RECROSIO, Directrice du Marché d'Affaires de la direction Commerce d'EDF SA, faisant élection de domicile 196, avenue Thiers – LYON 6ème,

désignée ci-après **« le concessionnaire »,** pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, **ou « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente »**,

Ci-après désignés ensemble par « les parties ».

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

EXPOSE

Le **Syndicat Départemental d'Energies du Rhône (SYDER)** et Electricité de France ont conclu le 24 février 1993, pour une durée de 25 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession.

Le territoire de la concession a été modifié par avenant à plusieurs reprises, par suite des modifications du périmètre d'exercice de la compétence d'autorité concédante du SYDER. Elle est arrivée à son terme, le 7 mars 2018, sans avoir été prorogée, reconduite ou renouvelée. Depuis cette date, le concessionnaire a assuré la continuité des missions de service public qui lui incombaient en application des dispositions des articles L. 121-5 et L. 322-8 du code de l'énergie.

D'autre part, par arrêté préfectoral n° 69-2022-01-00002 du 7 janvier 2022, le territoire du SYDER a été étendu à la commune nouvelle de Belleville-en-Beaujolais, constituée en lieu et place des communes de Belleville et de Saint-Jean-d'Ardières, sur l'ensemble de son territoire. Du fait de cette extension, le SYDER est devenu partie au contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique conclu le 4 mai 2004 entre la Commune de Saint-Jean-d'Ardières et Electricité de France pour une durée de 30 ans.

Depuis la date à partir de laquelle les conventions précitées ont été rendues exécutoires, de nombreuses dispositions législatives et réglementaires sont intervenues et ont modifié les activités objet de la présente convention.

A la date de la conclusion de la présente convention :

1. Le service public concédé distingue :
   - une mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité ;
   - une mission de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.

2. Conformément aux articles L.111-52, L.121-4 et L.121-5 du code de l'énergie, ces missions sont assurées :
   - par Enedis, pour la partie relative au développement et à l'exploitation du réseau public de distribution ;
   - par EDF pour la partie relative à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.

3. L'autorité concédante de la distribution publique d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente négocie et conclut le contrat de concession et exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le cahier des charges de concession.

4. La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution est financée par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité fixé par la Commission de régulation de l'énergie, en accord avec les orientations de politique énergétique définies par l'Etat, et sans préjudice des autres ressources financières prévues par les lois et règlements en vigueur. Ce tarif, unique sur l'ensemble du territoire national conformément au principe d'égalité de traitement inscrit dans le code de l'énergie, garantit une cohésion sociale et territoriale.

5. Les tarifs réglementés de vente d'électricité fixés nationalement par la Commission de régulation de l'énergie dans les conditions définies par le code de l'énergie financent la mission de fourniture d'électricité. Ces tarifs garantissent l'égalité de traitement des clients et mettent en œuvre une péréquation tarifaire au profit de l'ensemble des concessions concourant ainsi à la cohésion sociale du pays.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

6. L'alimentation en électricité de la concession est assurée par l'ensemble du système électrique national dans lequel l'offre et la demande sont ajustées à tout instant, en tenant compte des contributions locales à l'équilibre national. Le réseau public de distribution d'électricité qui dessert la concession est interconnecté avec ceux situés sur les territoires des concessions limitrophes.

7. En s'inscrivant dans un cadre régulé national et en tenant compte des caractéristiques spécifiques de la distribution et de la fourniture d'électricité et des missions objet de la présente convention, Enedis et EDF mobilisent au service de la concession, chacun pour ce qui le concerne, des moyens mutualisés à la maille la plus pertinente. Cette mutualisation est un atout pour la continuité et la qualité du service concédé et l'efficacité économique de sa gestion.

8. Le dispositif contractuel défini par la présente convention repose sur un modèle national de contrat de concession dont les orientations ont été définies de façon concertée entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), France urbaine, EDF et Enedis. Ce modèle propose un cadre cohérent avec les missions respectives des parties, y compris en ce qui concerne la répartition de la maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé, et équilibré quant aux droits et obligations de chacune d'entre elles.

Les parties inscrivent le service concédé, objet de la présente convention, dans le cadre national ainsi organisé. Elles affirment en particulier leur attachement à la péréquation tarifaire nationale et à la solidarité entre les territoires.

Les parties inscrivent donc également le service concédé dans le contexte territorial du périmètre de la concession, compte tenu de ses caractéristiques et de ses enjeux.

Cela étant exposé, il a été convenu ce qui suit.

ARTICLE 1er – OBJET DE LA CONVENTION

L'autorité concédante concède, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au concessionnaire qui accepte, les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'autorité concédante, aux conditions du cahier des charges ci-après annexé. Le territoire de la concession est défini à l'article 3 de la présente convention.

A compter de la date à laquelle le présent contrat de concession sera exécutoire, après accomplissement par l'autorité concédante des formalités nécessaires, ses dispositions, y compris celles du cahier des charges ci-après annexé et des avenants ultérieurs, s'appliqueront sur l'ensemble du territoire de la concession.

Les commentaires figurant en italique et en retrait dans le cahier des charges annexé à la présente convention font partie de celui-ci ; cette disposition ne fait toutefois pas obstacle à ce que ces commentaires soient actualisés d'un commun accord en fonction de l'évolution de la législation ou de la réglementation sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE

Sans préjudice de la faculté de réviser ponctuellement les dispositions de la présente convention, les parties se rencontreront, en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle à d'éventuelles modifications substantielles des éléments caractéristiques de la concession, dans les circonstances suivantes :

a) de manière systématique, tous les cinq ans ;

b) en cas d'évolution du périmètre géographique dans lequel l'autorité concédante exerce sa compétence sur la zone de desserte du concessionnaire, postérieurement à l'entrée en vigueur de la présente convention, afin d'envisager les conditions d'exécution des contrats en cours, notamment, le cas échéant, le regroupement de ces derniers en un contrat unique ;

c) en cas d'établissement d'un nouveau modèle de cahier des charges ;

d) en cas d'accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis tel que visé à l'article 3 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis le 21 décembre 2017, afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles au terme I ou leurs modalités de prise en compte dans la part R2 de la redevance ;

e) dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution pour non réalisation d'investissements inscrits dans un programme pluriannuel, au titre de deux programmes consécutifs, pour réexaminer le pourcentage appliqué pour le calcul de ces sommes ;

f) en cas de réexamen au plan national par la FNCCR et Enedis du plafond de 6 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT en zone d'électrification rurale pour le raccordement d'installations individuelles neuves comportant simultanément de la production et de la consommation d'électricité ou du plafond de 36 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité et de la consommation ;

g) en cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat impactant durablement et significativement l'une ou l'autre des parties.

En outre les parties se rencontreront en vue d'adapter par avenant leur situation contractuelle en cas de variation de plus de 20 % à compter de la date de signature du présent contrat :

- du volume des ventes aux tarifs réglementés effectuées auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- des quantités d'énergie livrée auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- du prix moyen de vente aux tarifs réglementés du kWh sur le territoire de la concession ;
- du niveau moyen du tarif d'utilisation du réseau public de distribution sur le territoire de la concession.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION

A la date de signature de la présente convention, le territoire de la concession comprend les communes dont la liste figure en annexe.

ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT

La présente convention est dispensée des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

A Dardilly, le... 21 DEC. 2023

Pour l'autorité concédante,

Le Président
SYDER Territoire d'Energie - Rhône

Malik HECHAICHI

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional
Enedis Sillon Rhodanien

Patrick LYONNET

Le Directeur
EDF Commerce Région Auvergne Rhône Alpes

Frédéric SARRAZIN

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 1 : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION

Code Insee	Nom commune
69001	AFFOUX
69002	AIGUEPERSE
69004	ALIX
69005	AMBERIEUX
69006	AMPLEPUIS
69007	AMPUIS
69008	ANCY
69009	ANSE
69010	L'ARBRESLE
69012	LES ARDILLATS
69013	ARNAS
69014	AVEIZE
69016	AZOLETTE
69017	BAGNOLS
69018	BEAUJEU
69179	BEAUVALLON
69019	BELLEVILLE EN BEAUJOLAIS
69020	BELMONT-D'AZERGUES
69021	BESSENAY
69022	BIBOST
69023	BLACE
69026	LE BREUIL
69028	BRINDAS
69030	BRULLIOLES
69031	BRUSSIEU
69032	BULLY
69035	CENVES
69036	CERCIE
69228	CHABANNIERE
69037	CHAMBOST-ALLIERES
69038	CHAMBOST-LONGESSAIGNE
69039	CHAMELET
69042	LA CHAPELLE-SUR-COISE
69045	CHARENTAY
69047	CHARNAY
69050	CHATILLON
69051	CHAUSSAN
69052	CHAZAY-D'AZERGUES
69053	CHENAS
69054	CHENELETTE
69055	LES CHERES
69056	CHESSY
69057	CHEVINAY

Code Insee	Nom commune
69058	CHIROUBLES
69059	CIVRIEUX-D'AZERGUES
69060	CLAVEISOLLES
69061	COGNY
69062	COISE
69064	CONDRIEU
69065	CORCELLES-EN-BEAUJOLAIS
69066	COURS
69067	COURZIEU
69070	CUBLIZE
69074	DENICE
69135	DEUX GROSNES
69075	DIEME
69076	DOMMARTIN
69077	DRACE
69078	DUERNE
69080	ECHALAS
69082	EMERINGES
69083	EVEUX
69084	FLEURIE
69086	FLEURIEUX-SUR-L'ARBRESLE
69090	FRONTENAS
69092	GLEIZE
69093	GRANDRIS
69094	GREZIEU-LA-VARENNE
69095	GREZIEU-LE-MARCHE
69097	LES HAIES
69098	LES HALLES
69099	HAUTE-RIVOIRE
69102	JOUX
69103	JULIENAS
69104	JULLIE
69105	LACENAS
69106	LACHASSAGNE
69107	LAMURE-SUR-AZERGUES
69108	LANCIE
69109	LANTIGNIE
69110	LARAJASSE
69111	LEGNY
69112	LENTILLY
69113	LETRA
69115	LIMAS
69118	LOIRE-SUR-RHONE

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Code Insee	Nom commune
69119	LONGES
69120	LONGESSAIGNE
69121	LOZANNE
69122	LUCENAY
69124	MARCHAMPT
69125	MARCILLY-D'AZERGUES
69126	MARCY
69130	MEAUX-LA-MONTAGNE
69131	MESSIMY
69132	MEYS
69134	MOIRE
69136	MONTAGNY
69137	MONTMELAS-SAINT-SORLIN
69138	MONTROMANT
69139	MONTROTTIER
69140	MORANCE
69141	MORNANT
69145	ODENAS
69148	ORLIENAS
69151	LE PERREON
69154	POLLIONNAY
69155	POMEYS
69156	POMMIERS
69159	PORTES DES PIERRES DOREES
69160	POULE-LES-ECHARMEAUX
69161	PROPIERES
69162	QUINCIE-EN-BEAUJOLAIS
69164	RANCHAL
69165	REGNIE-DURETTE
69166	RIVERIE
69167	RIVOLET
69169	RONNO
69170	RONTALON
69171	SAIN-BEL
69172	SALLES-ARBUISSONNAS-EN-BEAUJOLAIS
69173	SARCEY
69174	LES SAUVAGES
69175	SAVIGNY
69176	SOUCIEU-EN-JARREST
69177	SOURCIEUX-LES-MINES
69178	SOUZY
69180	SAINT-ANDRE-LA-COTE
69181	SAINT-APPOLINAIRE
69182	SAINT-BONNET-DES-BRUYERES
69183	SAINT-BONNET-LE-TRONCY

Code Insee	Nom commune
69184	SAINTE-CATHERINE
69186	SAINT-CLEMENT-DE-VERS
69187	SAINT-CLEMENT-LES-PLACES
69188	SAINT-CLEMENT-SUR-VALSONNE
69189	SAINTE-COLOMBE
69190	SAINTE-CONSORCE
69192	SAINT-CYR-LE-CHATOUX
69193	SAINT-CYR-SUR-LE-RHONE
69196	SAINT-DIDIER-SUR-BEAUJEU
69197	SAINT-ETIENNE-DES-OULLIERES
69198	SAINT-ETIENNE-LA-VARENNE
69200	SAINT-FORGEUX
69201	SAINTE-FOY-L'ARGENTIERE
69203	SAINT-GENIS-L'ARGENTIERE
69206	SAINT-GEORGES-DE-RENEINS
69208	SAINT-GERMAIN-NUELLES
69209	SAINT-IGNY-DE-VERS
69212	SAINT-JEAN-DES-VIGNES
69214	SAINT-JEAN-LA-BUSSIERE
69215	SAINT-JULIEN
69216	SAINT-JULIEN-SUR-BIBOST
69217	SAINT-JUST-D'AVRAY
69218	SAINT-LAGER
69219	SAINT-LAURENT-D'AGNY
69220	SAINT-LAURENT-DE-CHAMOUSSET
69225	SAINT-MARCEL-L'ECLAIRE
69227	SAINT-MARTIN-EN-HAUT
69229	SAINT-NIZIER-D'AZERGUES
69230	SAINTE-PAULE
69231	SAINT-PIERRE-LA-PALUD
69234	SAINT-ROMAIN-DE-POPEY
69235	SAINT-ROMAIN-EN-GAL
69236	SAINT-ROMAIN-EN-GIER
69238	SAINT-SYMPHORIEN-SUR-COISE
69239	SAINT-VERAND
69240	SAINT-VINCENT-DE-REINS
69241	TALUYERS
69242	TAPONAS
69243	TARARE
69245	TERNAND
69246	THEIZE
69248	THIZY-LES-BOURGS
69249	THURINS
69252	TREVES
69253	TUPIN-ET-SEMONS

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Code Insee	Nom commune
69024	VAL D'OINGT
69254	VALSONNE
69255	VAUGNERAY
69257	VAUX-EN-BEAUJOLAIS
69258	VAUXRENARD
69261	VERNAY
69263	VILLECHENEVE
69264	VILLEFRANCHE-SUR-SAONE
69265	VILLE-SUR-JARNIOUX
69267	VILLIE-MORGON
69157	VINDRY SUR TURDINE
69269	YZERON
69270	CHAPONNAY
69277	GENAS
69280	JONS
69281	MARENNES
69285	PUSIGNAN
69287	SAINT-BONNET-DE-MURE
69288	SAINT-LAURENT-DE-MURE
69289	SAINT-PIERRE-DE-CHANDIEU
69294	SEREZIN-DU-RHONE
69295	SIMANDRES
69298	TOUSSIEU
69299	COLOMBIER-SAUGNIEU

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Cahier des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente

Territoire d'énergie Rhône-SYDER

Le présent document comporte, en italique et en retrait, les commentaires qu'appellent certaines des dispositions prévues.
Les textes cités en référence dans les commentaires sont ceux en vigueur à la date de signature du présent cahier des charges. Les commentaires ne comptent pas comme alinéas.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

SOMMAIRE

CHAPITRE I DISPOSITIONS GENERALES 4
Article 1 — Service concédé 4
Article 2 — Ouvrages concédés 5
Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession 6
Article 4 — Redevances 7
Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre 7
CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION 8
Article 6 — Raccordements au réseau concédé 8
Article 7 — Renforcements du réseau concédé 10
Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement 11
Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages 12
Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité 13
Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire 14
Article 12 — Utilisation des voies publiques 18
Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession 19
Article 14 — Conditions d'exécution des travaux 19
CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX 22
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique 22
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables 22
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux 23
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain 24
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques 24
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants 25
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité 26
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique 27
Article 23 — Territoires à énergie positive 28
Article 24 — Service de flexibilité local 29
Article 25 — Réseaux électriques intelligents 29
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale 30
CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS 31
Article 27 — Principes généraux 31
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente 32
Article 29 — Branchements 35
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution 36
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation 36
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés 37

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle 38
Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle 39
Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée 40
Article 36 — Continuité de service 42
Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée 43
Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau 43
Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité 44
Article 40 — Traitement des réclamations 47
CHAPITRE V TARIFICATION 48
Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente 48
Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes 49
CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION 50
Article 43 — Inventaire des ouvrages 50
Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité 51
Article 45 — Cartographie du réseau 53
Article 46 — Pénalités 53
Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations 54
CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION 55
Article 48 — Durée de la concession 55
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession 55
CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES 57
Article 50 — Conciliation et contestations 57
Article 51 — Impôts, taxes et contributions 57
Article 52 — Modalités d'application de la TVA 58
Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution 59
Article 54 — Élection de domicile 59
Article 55 — Documents annexés au cahier des charges 59

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

CHAPITRE I

DISPOSITIONS GENERALES

Article 1 — Service concédé

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par **le SYDER**, autorité concédante pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique et de la fourniture de cette énergie aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

La concession a pour périmètre les limites territoriales mentionnées en annexe à la convention de concession.

La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, dans le respect de l'environnement, et le cas échéant l'interconnexion avec les pays voisins, pour garantir la continuité du réseau, le raccordement ainsi que l'accès dans des conditions non discriminatoires aux réseaux publics de distribution.

> *Le concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire de réseau de distribution, exerce dans sa zone de desserte exclusive la mission ci-dessus pour laquelle il a été désigné par le législateur aux articles L. 111-52 et L. 121-4 du code de l'énergie. Il accomplit cette mission, telle que définie aux articles L. 322-8 et suivants du code précité, dans le respect des principes posés par son article L. 121-1. Il est notamment chargé de :*
>
> *1° Définir et mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;*
> *2° Assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;*
> *3° Conclure et gérer les contrats de concession ;*
> *4° Assurer, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès à ces réseaux ;*
> *5° Fournir aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;*
> *6° Exploiter ces réseaux et en assurer l'entretien et la maintenance ;*
> *7° Exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;*
> *8° Mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;*
> *9° Contribuer au suivi des périmètres d'effacement mentionné à l'article L. 321-15-1. A cette fin, le gestionnaire du réseau public de transport, les opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité lui transmettent toute information nécessaire à l'application du présent 9°. Ces informations sont considérées comme des informations commercialement sensibles, au sens de l'article L. 111-73, et sont traitées comme telles.*

La mission de fourniture d'énergie électrique consiste à assurer aux clients raccordés au réseau de distribution d'énergie électrique qui en font la demande le bénéfice des tarifs réglementés de vente d'électricité, dans les conditions prévues par l'article L. 337-7 du code de l'énergie.

> *La mission de fourniture, objet du présent contrat, correspond à celle qui est définie à l'article L. 121-5 du code de l'énergie et s'exerce dans le respect des principes posés par l'article L. 121-1 du même code.*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les missions susvisées comprennent également des actions qui concourent à la transition énergétique dans les conditions définies au chapitre III du présent cahier des charges.

Au sens du présent cahier des charges, le terme « concessionnaire » désigne respectivement :

- Enedis, concessionnaire pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution, autrement désigné ci-après « le gestionnaire du réseau de distribution » ;
- EDF S.A., concessionnaire pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, autrement désigné ci-après « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ».

Au titre du contrat de concession, l'autorité concédante garantit au gestionnaire du réseau de distribution le droit exclusif de développer et d'exploiter le réseau de distribution d'énergie électrique sur le territoire de la concession et à cette fin d'établir les ouvrages nécessaires.

> *Cette garantie est sans préjudice des droits de l'autorité concédante tels que définis aux articles L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et L. 111-61 du code de l'énergie.*

L'autorité concédante garantit également au fournisseur aux tarifs réglementés de vente le droit exclusif de fournir l'énergie électrique aux clients bénéficiant de ces tarifs.

Enedis et EDF S.A., pour leurs missions respectives, sont responsables du fonctionnement du service et le gèrent conformément au présent cahier des charges. Elles l'exploitent à leurs risques et périls. La responsabilité résultant de l'existence des ouvrages concédés et de leur exploitation incombe ainsi au gestionnaire du réseau de distribution.

> *La responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vise tout à la fois celle qui relève de la compétence des juridictions judiciaires et celle qui relève de la compétence des juridictions administratives.*

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente perçoivent auprès des clients un prix destiné à les rémunérer au titre des obligations mises à leur charge.

> *Le gestionnaire du réseau de distribution tient sa rémunération d'un tarif dont s'acquitte le client de telle sorte que, comme énoncé par l'article L. 341-2 du code de l'énergie, cette rémunération couvre l'ensemble des coûts effectivement supportés par le gestionnaire du réseau de distribution dans la mesure où ces derniers correspondent à une gestion efficace du réseau de distribution.*

> *Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente tient sa rémunération des tarifs réglementés de vente qui sont pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces tarifs tiennent compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale, conformément aux dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie.*

L'exécution par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente du service concédé dans les conditions fixées par le présent cahier des charges ne les prive pas de la possibilité de réaliser toute activité autorisée par leurs statuts dans le respect de la législation, de la règlementation en vigueur et des prérogatives de l'autorité concédante au titre du présent contrat.

Article 2 — Ouvrages concédés

Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50.000 volts, qui seront établies par le gestionnaire du réseau de distribution avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du gestionnaire du réseau de distribution.

Ils comprennent également les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par RTE en tant que gestionnaire du réseau public de transport.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les ouvrages publics de distribution sont définis par le IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dans sa rédaction issue de l'article 35 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la limite avec le réseau public de transport étant notamment déterminée par les articles R. 321-1 à D. 321-9 du code de l'énergie.

Les ouvrages concédés comprennent aussi les branchements visés à l'article 29 du présent cahier des charges, les compteurs, ainsi que leurs accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs.

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-4 du code de l'énergie, la partie des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et ses accessoires, intégrés au réseau public de distribution, constituent des ouvrages de ce réseau tels que définis par le présent cahier des charges et sont la propriété du gestionnaire du réseau de distribution. Celui-ci met à la disposition de la concession, jusqu'au terme du présent contrat, tout ou partie de ceux de ces ouvrages, existants ou à créer, qui contribuent à son alimentation, sous réserve des besoins des autres concessions et des utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Les autres ouvrages du réseau public de distribution sont la propriété de l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le périmètre de la concession ne fait pas obstacle à ce qu'interviennent des accords locaux, entre les collectivités concédantes et les concessionnaires concernés, relatifs aux cas de desserte aux frontières de la concession qui justifieraient économiquement l'établissement d'ouvrages franchissant les limites de la concession.

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions précisées en annexe 1.

Conformément à l'article L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, l'autorité concédante peut aménager, exploiter ou faire exploiter par le concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à 1 mégawatt lorsque celle-ci est « de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de l'autorité concédante ».

Les circuits aériens d'éclairage public, non électriquement ou non physiquement séparés des conducteurs du réseau de distribution, situés sur les supports de ce réseau et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance est à la charge du gestionnaire du réseau de distribution ; leur renouvellement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

Lorsque les conducteurs d'éclairage public établis sur les supports du réseau concédé sont distincts (y compris le neutre) des conducteurs du réseau de distribution, ces circuits d'éclairage public ne font pas partie des ouvrages concédés tels que définis à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les appareils d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie des ouvrages concédés.

Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession

Le gestionnaire du réseau de distribution a seul le droit de faire usage des ouvrages de la concession, pour l'exercice de ses missions visées à l'article 1er du présent cahier des charges, sans préjudice des droits de l'autorité concédante et des exceptions mentionnées au présent article.

Il peut utiliser ces ouvrages pour raccorder les points de livraison des consommateurs et des producteurs, ainsi que pour acheminer l'énergie électrique en dehors du périmètre de la concession.

Est autorisée l'utilisation du réseau concédé ou l'installation, sur le réseau concédé, d'ouvrages pour d'autres services tels que les communications électroniques à la condition expresse qu'elle ne porte aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé. Cette autorisation fait l'objet de conventions conclues entre chacun des opérateurs des services concernés, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution et fixant notamment le montant des indemnités versées au titre du droit d'usage.

Ces conventions sont établies de préférence à partir de modèles élaborés au niveau national entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), le gestionnaire du réseau de distribution et l'opérateur ou l'organisme susceptible de le représenter au niveau national.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante se coordonneront pour la mise en œuvre des dispositions prévues par le code des postes et communications électroniques en matière d'accueil des installations de communications électroniques lors de travaux sur le domaine public.

> *Cette coordination s'inscrit dans le cadre des dispositions des articles L. 49 et D. 407-4 à 6 du code des postes et communications électroniques.*

L'utilisation, pour l'éclairage public, des ouvrages du réseau concédé est gratuite pour l'autorité concédante.

> *Lorsque l'autorité concédante est un groupement de communes, la gratuité de l'utilisation des ouvrages du réseau concédé est étendue à la commune ou à l'organisme de groupement ayant reçu, par délégation des communes intéressées, compétence pour l'éclairage public.*

Article 4 — Redevances

A) En contrepartie des droits consentis et des charges effectivement supportées à titre définitif par l'autorité concédante, du fait du service public concédé, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente versent à l'autorité concédante une redevance, déterminée comme indiqué dans l'annexe 1 au présent cahier des charges et financée par les recettes perçues auprès des clients.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution s'acquitte auprès des collectivités gestionnaires de domaine public des redevances dues en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution d'électricité conformément aux dispositions prévues à cet effet par la législation en vigueur.

> *Il s'agit des articles L. 2333-84 et R. 2333-105 et suivants du code général des collectivités territoriales, fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public notamment par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité.*
>
> *Lorsqu'une partie du domaine public communal est mise à la disposition d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte, dans les conditions fixées à l'article L. 1321-2 du code général des collectivités territoriales, la redevance due pour l'occupation du domaine public est fixée dans les conditions définies par l'article R. 2333-106 dudit code et versée à chaque gestionnaire de domaine public concerné dès lors que ses droits à percevoir tout ou partie de ladite redevance sont fondés.*

C) Les dispositions du présent article ne font pas obstacle à la participation du gestionnaire du réseau de distribution au financement de travaux contribuant à la politique d'intégration des ouvrages dans l'environnement définie à l'article 8 « Intégration des ouvrages dans l'environnement », ni au financement de travaux selon les conditions définies aux alinéas 2 et 3 de l'article 10 du présent cahier des charges ni, le cas échéant, au versement à l'autorité concédante de la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière conformément aux dispositions de l'annexe 2bis au présent cahier des charges.

Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre

Toute prestation de services, travaux ou fournitures ne faisant pas directement l'objet de la présente concession, consentie par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à l'autorité concédante ou par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution ou au fournisseur aux tarifs réglementés de vente, à la demande ou avec l'accord de l'autre partie, donne lieu à une convention particulière entre les deux parties.

> *Lorsque la prestation fournie à l'autorité concédante par le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, n'est pas rattachable à la mission qu'il assure au titre de ses droits exclusifs, la convention à intervenir doit être conclue dans le respect des dispositions applicables à la commande publique.*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

CHAPITRE II

INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION

Article 6 — Raccordements au réseau concédé

Sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concédant, le gestionnaire du réseau de distribution assure à tout demandeur l'accès au réseau concédé dans des conditions non discriminatoires, objectives et transparentes.

> *Conformément à l'article L. 322-8 du code de l'énergie.*
>
> *L'article D. 342-15 du code de l'énergie et l'arrêté du 6 octobre 2006 fixent les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.*

L'accès au réseau concédé peut être proposé à des demandeurs qui devraient être normalement raccordés au réseau public de transport, à la condition toutefois que ces raccordements ne portent aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé et répondent à l'ensemble des conditions imposées par le présent cahier des charges.

Le raccordement au réseau public comprend la création d'ouvrages de branchement en basse tension, d'ouvrages d'extension et le cas échéant le renforcement des réseaux existants. Au sens du présent article, le renforcement des réseaux existants correspond aux travaux rendus nécessaires par le nouveau raccordement, à l'exclusion de la résorption de contraintes électriques existantes qui est soumise aux stipulations de l'article 7 du présent cahier des charges.

Lorsque le raccordement est destiné à desservir une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable et s'inscrit dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionné à l'article L. 321-7 du code de l'énergie, le raccordement comprend les ouvrages propres à l'installation ainsi qu'une quote-part des ouvrages créés en application de ce schéma.

> *Le raccordement est défini à l'article L. 342-1 du code de l'énergie.*

La consistance des ouvrages de branchement et d'extension est définie par voie réglementaire.

> *La consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité est précisée par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie :*
>
> *« Le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de raccordement d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.*
>
> *Lorsque le raccordement dessert plusieurs utilisateurs à l'intérieur d'une construction, le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie des disjoncteurs ou, à défaut, des appareils de coupure équipant les points de raccordement de ces utilisateurs au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.*
>
> *Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage. » (art. D. 342-1 du code de l'énergie)*
>
> *« L'extension est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :*
>
> - *canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;*
> - *canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;

- *jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;*
- *transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.*

Toutefois, les ouvrages de branchement mentionnés à l'article D. 342-1 du code de l'énergie ne font pas partie de l'extension.

Lorsque le raccordement s'effectue à une tension inférieure au domaine de tension de raccordement de référence, l'extension est également constituée des ouvrages nouvellement créés ou créés en remplacement des ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement de référence et reliant le site du demandeur au(x) poste(s) de transformation vers le domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement de référence le(s) plus proche(s).

Lorsque le raccordement s'effectue au niveau de tension le plus élevé (HTB3), l'extension est également constituée des canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) d'interconnexion le(s) plus proche(s).

L'extension inclut les installations de comptage des utilisateurs raccordés dans le domaine de tension HTA. » (art. D. 342-2 du code de l'énergie).

Le mode d'alimentation – monophasé ou triphasé – est déterminé en fonction de la puissance à desservir au point de livraison donné, de la capacité d'accueil du réseau et dans le respect des dispositions du barème de facturation des raccordements.

Lorsqu'une opération de raccordement donnée incombant au gestionnaire du réseau de distribution nécessite un renforcement dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage, celle-ci communique au gestionnaire du réseau de distribution les dates prévisionnelles de début et de fin des travaux correspondants afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse soumettre au demandeur des délais de réalisation respectant les prescriptions légales et réglementaires ainsi que celles de la Commission de régulation de l'énergie.

Le taux de respect de la date de mise en service convenue avec certains clients fait l'objet de pénalités financières décidées par la Commission de régulation de l'énergie.

Pour les travaux de raccordement dont ils assurent la maîtrise d'ouvrage, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sont fondés à demander des contributions.

Dans ce cadre, les dispositions suivantes sont applicables :

1° Raccordement des installations sans production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des extensions et des branchements pour le raccordement des installations de consommation sans production d'électricité est répartie entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conformément aux modalités définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

2° Raccordement des installations avec production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des raccordements des installations avec production d'électricité est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution sur l'ensemble du territoire de la concession.

Pour autant, l'autorité concédante, en zone d'électrification rurale, a la faculté d'exercer, si elle le souhaite, et dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, la maîtrise d'ouvrage des extensions BT pour le raccordement des installations individuelles neuves, accédant pour la première fois au réseau, qui comportent simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 6 kVA et de la consommation, ainsi que les extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation.

Dans le cas de ces derniers bâtiments, l'autorité concédante maître d'ouvrage des travaux, se rapproche du gestionnaire du réseau de distribution afin de déterminer si une étude technique est nécessaire. Celle-ci est alors réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution pour définir l'opération de raccordement de référence, telle que mentionnée au A) de l'article 30 du présent contrat.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Pour la mise en œuvre des deux alinéas précédents, la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution préciseront au préalable dans un accord cadre national les modalités pratiques de gestion commune du processus de raccordement : accueil des demandes, prise en compte des obligations réglementaires associées à l'obligation d'achat et à la gestion de la file d'attente, modalités de réalisation des études, responsabilités respectives tout au long du processus de raccordement.

Les seuils de 6 kVA et de 36 kVA mentionnés ci-dessus pourront faire l'objet d'un réexamen conduit au plan national entre la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution en fonction du retour d'expérience technique (par exemple, la répartition des raccordements par niveau de puissance) et juridique.

Les articles du chapitre II du titre IV du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie fixent les conditions de réalisation des travaux de raccordement par le producteur.

L'arrêté du 23 avril 2008 pris pour application des dispositions réglementaires susmentionnées fixe les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

Tout raccordement des installations de production au réseau public de distribution doit normalement s'opérer directement sur ce dernier. Un raccordement indirect d'une installation de production sur une installation de production et/ou de consommation déjà raccordée au réseau public de distribution demeure toutefois possible dès lors que sont respectées l'ensemble des conditions prévues par la loi et par la Documentation Technique de Référence élaborée par le gestionnaire du réseau de distribution et sans que le raccordement indirect ne puisse en aucun cas provoquer pour le réseau des risques techniques supérieurs à ceux rencontrés pour un raccordement direct.

Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut, dans les conditions précisées à l'article 2 du présent cahier des charges, proposer aux nouveaux clients, demandeurs d'un raccordement au réseau concédé, des modes de desserte sans connexion au réseau existant.

Article 7 — Renforcements du réseau concédé

On appelle renforcement du réseau concédé toute modification des ouvrages du réseau nécessitée par l'accroissement général des quantités d'énergie acheminées, par l'amélioration de la qualité de service, par la résorption des contraintes électriques existantes, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Cette modification peut constituer la phase préalable d'une opération de raccordement définie à l'article 6 ci-dessus. Dans ce cas, chaque partie supporte le coût des renforcements relevant de sa maîtrise d'ouvrage.

Le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements de toutes les canalisations à haute tension du réseau concédé dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

La maîtrise d'ouvrage des renforcements des postes de transformation et des canalisations à basse tension est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux de renforcement des canalisations à basse tension et que ce renforcement conduit au remplacement ou à la création d'un poste de transformation, les travaux comprennent en tant que de besoin le raccordement de ce poste en basse et en haute tension.

Dans la partie du réseau concédé dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements, dans le cadre des dispositions prévues aux articles 11 et 35 ci-après, l'annexe 2 au présent cahier des charges peut préciser, dans le respect des dispositions réglementaires prises en application de l'article L. 322-12 du code de l'énergie, les niveaux de qualité et les délais dans lesquels certaines valeurs devront être atteintes.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007, pris en application de l'article D. 322-2 du code de l'énergie, fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en la matière que doivent respecter les gestionnaires de réseaux publics de distribution.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent au surplus identifier conjointement sur le territoire de la concession des zones de qualité renforcée, limitées géographiquement.

Pour chacune de ces zones, une convention fixe les objectifs à atteindre en matière de qualité et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux, y compris, le cas échéant, la participation financière des parties à cette convention.

Les investissements à réaliser dans ces zones sont identifiés dans le programme pluriannuel[1]. Ils ne peuvent donner lieu à l'application du 4° de l'article 11 du présent cahier des charges.

Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement

A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante une participation annuelle calculée selon les modalités indiquées à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.

Le produit de cette participation entre dans le financement du coût hors TVA des travaux ainsi réalisés pour un pourcentage inférieur ou égal au taux indiqué à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

B) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution se conforme aux dispositions suivantes pour les travaux, autres que ceux visés au A), dont il est maître d'ouvrage et dont il assume le financement, intégralement ou en complément des contributions définies à l'article 30 du présent cahier des charges.

A l'intérieur du périmètre défini en annexe 1 au présent cahier des charges, autour des immeubles classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

Les immeubles sont classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire des monuments historiques dans les conditions précisées par le code du patrimoine (art. L. 621-1 et suivants). Le classement des monuments naturels et des sites est réalisé conformément aux dispositions du code de l'environnement (art. L. 341-1 et suivants).

En agglomération et en dehors des zones définies au 2ème alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

Sauf disposition contraire convenue à l'annexe 1, on entend, par agglomération, conformément aux dispositions de l'article R. 110-2 du code de la route : « un espace sur lequel sont groupés des immeubles bâtis rapprochés et dont l'entrée et la sortie sont signalées par des panneaux placés à cet effet le long de la route qui le traverse ou qui le borde ».

Hors agglomération et en dehors des zones définies au 2ème alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce

[1] Dans ce cas, l'annexe 2 sera adaptée pour en tenir compte.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

En outre, toute nouvelle canalisation dont la construction pourrait entraîner des abattages d'arbres préjudiciables à l'environnement sera réalisée, soit en souterrain, soit en câble aérien isolé, dans la mesure permise par la prise en considération du coût de ces techniques.

Les emplacements, les formes, les matériaux et les couleurs de tout nouveau bâtiment ou enveloppe préfabriquée faisant partie de la concession et dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage seront choisis en accord entre le gestionnaire du réseau de distribution et les autorités compétentes, de manière à obtenir une juste adéquation entre leur coût et leur bonne intégration dans l'environnement.

Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages

A) Modifications ou déplacements d'ouvrages sur le domaine public occupé

Le gestionnaire du réseau de distribution opère à ses frais et sans droit à indemnité la modification ou le déplacement d'un ouvrage implanté sur le domaine public lorsque le gestionnaire de ce dernier en fait la demande dans l'intérêt du domaine public occupé.

> *Conformément aux dispositions de l'article R. 323-39 du code de l'énergie.*

De même, le gestionnaire du réseau de distribution doit déplacer, à ses frais, ses installations ou ouvrages situés sur le domaine public routier lorsque leur présence fait courir aux usagers un risque dont la réalité a été établie.

> *Les cas et conditions dans lesquels le gestionnaire du réseau de distribution déplace les ouvrages sont fixés aux articles L. 113-3 et R. 113-11 du code de la voirie routière.*

Lorsque la demande n'est pas motivée par l'intérêt du domaine public occupé ou l'intérêt de la sécurité routière, le demandeur supporte les frais qui en résultent.

B) Modifications ou déplacements d'ouvrages situés sur des propriétés privées rendus nécessaires par l'exécution de travaux privés

1. Modifications ou déplacements des lignes électriques et de leurs accessoires

Conformément aux dispositions des articles L. 323-5 et L. 323-6 du code de l'énergie, l'exercice des servitudes qui permettent au gestionnaire du réseau de distribution d'implanter un ouvrage sur un terrain privé n'entraîne aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le déplacement d'ouvrage correspondant étant assuré aux frais du gestionnaire du réseau de distribution.

Il en est de même pour les ouvrages desservant un client se situant seul en extrémité de ligne, y compris l'élément terminal de celle-ci si le gestionnaire du réseau de distribution considère que celui-ci est susceptible de constituer le point de départ d'une nouvelle extension.

Le propriétaire peut toutefois renoncer à tout ou partie des droits visés aux alinéas précédents dans le cadre de conventions de servitude conclues avec le gestionnaire du réseau de distribution ou l'autorité concédante qui l'informent préalablement de l'étendue des droits précités. Ces conventions peuvent prévoir, notamment, l'intangibilité des ouvrages concernés.

2. Modifications ou déplacements de postes de transformation

Le gestionnaire du réseau de distribution n'est tenu de modifier les postes de transformation établis dans des terrains ou locaux pris en location ou mis à disposition par des tiers, conformément à l'article 13 du présent cahier des charges, que pour les motifs et dans les conditions stipulées par les baux et conventions constitutives de droits réels correspondants. Les conventions précitées pourront notamment prévoir l'intangibilité des ouvrages concernés.

Sauf stipulation contraire de ces baux et de ces conventions, le gestionnaire du réseau de distribution perçoit des propriétaires concernés, lorsqu'ils sont les demandeurs de ces travaux, une indemnité égale au montant intégral des frais rendus nécessaires par ces opérations. Les baux ou conventions mentionnés à l'article 13 du présent cahier des charges conclus avec les propriétaires concernés comporteront une stipulation en ce sens.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

C) Modifications ou déplacements d'ouvrages rendus nécessaires par l'exécution de travaux publics

1. Cas général

Les déplacements ou modifications d'ouvrages, implantés ou non sur le domaine public, motivés par l'exécution de travaux publics, sont réalisés par le gestionnaire du réseau de distribution après accord avec le demandeur et aux frais de ce dernier.

En tant que de besoin, le préfet peut, par une décision motivée, prescrire ce déplacement ou cette modification, lorsque cette opération est rendue nécessaire par l'exécution de travaux publics, sans qu'il en résulte aucun frais pour le gestionnaire du réseau de distribution.

Conformément à l'article R. 323-39 du code de l'énergie

2. Ouvrages établis sur des terrains privés et acquis par les collectivités

Les frais de modification des ouvrages concédés, établis sur des terrains privés acquis par une collectivité, lorsque cette modification est nécessitée par l'exécution de travaux publics, sont partagés par moitié entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité, sous réserve des conditions suivantes :

- L'ouvrage à modifier doit avoir été établi sur un terrain privé - puis acquis, d'une manière ou d'une autre, par une commune ou un établissement public communal ou intercommunal - au moyen des servitudes instituées par les articles L. 323-4 et suivants du code de l'énergie ou d'une convention n'attribuant pas au gestionnaire du réseau de distribution plus de droits que ne lui en confère ledit article, et n'entraînant aucune dépossession.
  La modification à frais communs ne peut donc être requise que lorsque la collectivité concernée, bien qu'effectuant des travaux publics, entend se prévaloir des droits de démolir, réparer, surélever, se clore ou bâtir, qui sont réservés au propriétaire par l'article L. 323-6 du code de l'énergie.
- La modification de l'ouvrage doit être nécessaire, la présence de celui-ci constituant un obstacle dirimant à l'opération entreprise.
- Il y a lieu à partage par moitié des frais de modification de l'ouvrage dans les cas où le gestionnaire du réseau de distribution aurait pu, lorsqu'il l'a implanté, envisager raisonnablement l'éventualité des réalisations nécessitant cette modification. Il en va ainsi par exemple : de la construction d'un bâtiment public par une collectivité membre de l'autorité concédante, d'un terrain de sports, de l'aménagement de voies existantes, etc. Il en va différemment des opérations d'urbanisme d'ensemble telles que : l'aménagement urbain, la rénovation urbaine, l'aménagement de zones, la construction de voies affectées à la circulation, etc.

Quant aux lotissements publics communaux, ils entrent dans le cadre du partage par moitié des frais lorsque leur importance n'atteint pas celle d'une zone d'aménagement concerté c'est-à-dire, en principe, lorsqu'ils se limitent à une création de moins de 50 logements augmentés de 10 logements par hectare au-delà de 1 hectare. Pour des réalisations plus importantes, un accord particulier sera recherché entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité.

Les dispositions de ce paragraphe reprennent celles du protocole d'accord intervenu en 1969 entre la FNCCR et Electricité de France.

Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité

L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, sont réalisés et financés par le gestionnaire du réseau de distribution.

Les réseaux doivent être construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique en vigueur au moment de cette construction. Il s'agit actuellement de l'arrêté du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.

Lorsque des branchages débordent sur le domaine public et sont susceptibles de causer des dommages au réseau concédé, l'exécution des travaux d'élagage pourra être demandée par le gestionnaire du domaine à l'autorité concédante. Celle-ci pourra se tourner vers le gestionnaire du réseau de distribution afin qu'il procède aux opérations nécessaires. En pareil cas, les frais correspondants seront supportés par le ou les propriétaires concernés.

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage conformément à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Ceux de ces travaux qui sont engagés avec l'accord exprès du gestionnaire du réseau de distribution et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension, tel que prévu au premier alinéa du présent article, peuvent donner lieu au versement de contributions par ledit gestionnaire lorsque les conditions suivantes se trouvent réunies :

- les travaux considérés se situent dans les zones géographiques en écart mentionnées à l'article 2 de l'annexe 2 au présent cahier des charges,
- les ouvrages à remplacer présentent une fiabilité en écart important par rapport à celle d'ouvrages récents ou doivent être reconstruits par suite d'un aléa climatique,
- leur réalisation ne bénéficie d'aucune autre aide, contribution ou participation versée à cet effet par ce gestionnaire ou par un tiers.

En cas d'accord, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 20 % du coût hors TVA au financement des travaux ainsi réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante[2]. Le montant et les modalités de versement de ces contributions sont convenus dans les programmes pluriannuels d'investissement établis en application de l'article 11 ci-après.

Les contributions ci-dessus correspondent à celles mentionnées au 1° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.

Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire

A) Schéma directeur et programmes d'investissements

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :

- un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;
- des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;
- un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).

La mise en œuvre des dispositions du présent article tient notamment compte des orientations nationales et régionales définies par les pouvoirs publics en matière d'investissement, de qualité d'alimentation et du service, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'aménagement du territoire, en particulier de celles fixées par les schémas de planification réglementaires

[2] La part du coût hors TVA de ces travaux non couverte par la contribution du gestionnaire du réseau de distribution est prise en compte dans le terme B de la part R2 de la redevance de concession conformément à l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

applicables sur le territoire de la concession, ainsi que des ressources financières résultant des décisions tarifaires.

> *Les orientations nationales visées sont notamment celles issues de la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue à l'article L. 141-1 du code de l'énergie. Elles peuvent également résulter des objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables.*
>
> *A la date de signature du présent contrat, les schémas de planification mentionnés ci-dessus sont notamment les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENR), les plans climat-air-énergie intéressant le territoire de la concession.*

1° Schéma directeur

Le schéma directeur, objet de l'annexe 2 au présent cahier des charges, porte sur les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie par le présent cahier des charges. Il couvre la durée de la concession fixée à l'article 48 du présent cahier des charges.

Etabli à partir de données historiques et d'un diagnostic technique du réseau partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante selon les modalités prévues à l'annexe 2 au présent cahier des charges, le schéma directeur décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, notamment : pour répondre aux besoins de renouvellement des ouvrages et de développement du réseau, pour permettre d'accueillir des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et pour assurer la sécurisation du réseau. Il ne préjuge pas des investissements liés aux opérations de raccordement.

Le schéma directeur définit des valeurs repères[3] en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements.

Le schéma directeur est établi en cohérence avec les investissements envisagés sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes desservies par le gestionnaire du réseau de distribution.

Le schéma directeur propose une vision technique à moyen ou long terme, de ce fait non valorisée en unité monétaire, des évolutions envisagées sur le réseau.

Il est mis à jour de façon concertée entre les parties en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession. Il peut également être mis à jour, en tant que de besoin, pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuel d'investissements.

2° Programmes pluriannuels (établissement)

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes, détaillés par finalités des investissements de chaque maître d'ouvrage, y compris le renouvellement des ouvrages, par période de 4 ans[4], dits programmes pluriannuels, jusqu'au terme normal de la concession et dans les conditions précisées en annexe 2 au présent cahier des charges.

> *Les programmes d'investissements distingueront en particulier les finalités suivantes :*
> - *les investissements pour l'amélioration du réseau et de sa gestion :*
>   - *la performance du réseau, notamment en matière de qualité d'alimentation, dont : les besoins en renouvellement et renforcement au sens du présent cahier des charges, la modernisation des ouvrages, des moyens de comptage et de relève, l'insensibilisation aux aléas climatiques, les actes de maintenance importants;*
>   - *les exigences environnementales ;*
>   - *les obligations réglementaires, en particulier celles liées à la sécurité des tiers, et les modifications d'ouvrages à la demande de tiers.*
> - *les opérations de raccordement des consommateurs et des producteurs ou encore d'aménagement du réseau en accompagnement de projets des collectivités.*

[3] A adapter selon le type de territoire

[4] Quatre ou cinq ans selon la durée de la concession.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les opérations d'investissements dans les postes sources concourant à l'alimentation de la concession seront identifiées dans les programmes distinctement.

Les programmes pluriannuels sont notamment établis à partir d'un diagnostic technique du réseau, partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante et annexés au présent cahier des charges. Leur établissement tient compte en particulier des orientations et des valeurs repères en matière de niveaux de qualité définies dans le schéma directeur.

Chaque programme pluriannuel comporte des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...) ou pour des opérations de développement ou d'aménagement décidées à la date d'établissement du programme, en ouvrages à mettre en service. Dans les cas prévus aux alinéas 6 et suivants de l'article 7 du présent cahier des charges, le programme pluriannuel peut identifier des zones géographiques du territoire de la concession dont l'alimentation devra être fiabilisée, sécurisée ou adaptée aux particularités de ces zones[5].

Ces investissements feront l'objet d'une évaluation financière tenant compte du montant des éventuelles contributions du gestionnaire du réseau de distribution convenues dans ce programme en application de l'article 10 du présent cahier des charges.

Une part du montant des investissements de chaque maître d'ouvrage dans le cadre de chaque programme sera dédiée à la sécurisation du réseau et à l'amélioration de la qualité. Cette part sera définie dans l'annexe 2 au présent cahier des charges.

Le schéma directeur et les programmes pluriannuels d'investissement sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

3° Programmes pluriannuels (mise en œuvre annuelle, bilan et évaluation)

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels sont inclus dans les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

> *L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dispose que « Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévue au 1° du II de l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes. »*

Le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte-rendu du programme de travaux de l'année précédente sous sa maîtrise d'ouvrage et la liste des opérations réalisées sur le territoire de la concession en précisant leur localisation, leur descriptif succinct, le montant des travaux selon les modalités convenues à l'annexe 2.

L'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution une copie de l'état prévisionnel de ses projets de travaux transmis au CAS FACE, conformément au décret du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et par des indicateurs d'évaluation, définis en concertation lors de l'établissement du programme. Un point d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, au minimum à l'occasion de la préparation des conférences précitées.

Chacun de ces programmes pluriannuels figurant successivement en annexe au présent cahier des charges est actualisé en tant que de besoin, à l'initiative de l'autorité concédante ou du gestionnaire du réseau de distribution, après concertation entre les parties, afin de tenir compte de l'évolution des

[5] Avec, dans ces zones localisées de la concession, la possibilité d'introduire des engagements sur un niveau de qualité à atteindre à l'issue du programme pluriannuel (sous la forme d'indicateurs ciblés d'amélioration de la qualité à l'échelle de ces zones).

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun, telle que de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages, ou de variations significatives en matière de travaux de raccordement, notamment liés à l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, et en particulier pour le gestionnaire du réseau de distribution en cas d'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

A l'issue de chaque programme pluriannuel, les parties se rapprochent pour établir le bilan des investissements effectivement réalisés, en particulier au regard des engagements visés aux troisième et cinquième alinéas du 2° du présent article. Sur la base de ce bilan notamment, les parties conviennent du programme pluriannuel d'investissements suivant.

Une coordination avec les gestionnaires des domaines publics et privés est recherchée par les parties afin de faciliter la réalisation des travaux afférents à chaque programme pluriannuel.

Les programmes pluriannuels ne définissent pas les modalités de financement des opérations qui y sont inscrites.

4° Dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution au titre du programme pluriannuel

A l'exclusion des travaux inclus dans les programmes d'amélioration de la continuité globale d'alimentation électrique proposés par le gestionnaire du réseau de distribution en application de l'article D. 322-5 du code de l'énergie, qui relèvent des dispositions des articles R. 322-11 à R. 322-15 du code de l'énergie, s'il est constaté contradictoirement à l'issue de chaque programme pluriannuel que certains investissements relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution figurant au dit programme, n'ont pas été réalisés, sans que cela ne puisse être imputé, ni à la force majeure, ni au fait d'un tiers ou de l'autorité concédante, celle-ci, après avoir entendu les observations du gestionnaire du réseau de distribution, peut enjoindre à ce dernier de déposer auprès du comptable public de l'autorité concédante une somme équivalente à 7 % de l'évaluation financière des investissements restant à réaliser sous la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

Si à l'issue d'un délai de deux ans, le gestionnaire du réseau de distribution a réalisé ces derniers, cette somme lui est restituée par mandat de paiement émis dans un délai maximum de trente jours après constat contradictoire de l'atteinte des objectifs du programme concerné relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

A défaut, après mise en demeure par l'autorité concédante, cette dernière conserve tout ou partie – en fonction des travaux qui auront été réalisés – des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution. Les montants ainsi perçus pourront être affectés par l'autorité concédante, lorsqu'elle est maître d'ouvrage, à des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité. Le programme pluriannuel suivant comprend alors ces investissements non réalisés, dès lors que leur pertinence demeure établie.

Si les parties ne parviennent pas à se mettre d'accord lors des constats contradictoires prévus ci-dessus, elles conviennent d'avoir recours sous dix jours à un expert désigné par elles d'un commun accord. Si un consensus est impossible, un expert est alors désigné par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent à la demande de la partie la plus diligente.

Dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le concessionnaire en application du 3ème alinéa du présent paragraphe, au titre de deux programmes pluriannuels consécutifs, les parties conviennent de réexaminer le pourcentage indiqué au 1er alinéa du présent paragraphe.

B) Obligations financières du concessionnaire, et passifs relatifs aux ouvrages concédés

1° Obligations comptables et financières du concessionnaire

A partir de l'entrée en vigueur du présent contrat, le concessionnaire n'est tenu au cours de celui-ci, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière en lien avec le renouvellement des ouvrages concédés mis à part :

- l'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe conformément à l'article 10 du présent cahier des charges ;

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- l'obligation explicitée au point 2° ci-après, relative à la gestion des droits du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession.

2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

Les passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du présent contrat, constitués au titre des contrats précédents, qui représentent les droits de l'autorité concédante sur ces ouvrages, sont maintenus à cette date. Ceux-ci consistent en :

- des droits de l'autorité concédante sur les biens existants, qui correspondent au droit de celle-ci de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés. Ces droits sont constitués de la contre-valeur en nature des ouvrages, laquelle est égale à la valeur nette comptable des biens mis en concession, déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ; et
- des droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler, qui correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler et recouvrent :
    - l'amortissement constitué sur la partie des biens financée par l'autorité concédante,
    - la provision pour renouvellement antérieurement constituée et non utilisée à la date d'effet du présent contrat.

Les droits précités incluent ceux résultant des contrats de concession conclus par les communes et établissements publics de coopération intercommunale auxquels l'autorité concédante se trouve substituée en application du code général des collectivités territoriales.

Lors des opérations de renouvellement des ouvrages concédés, les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler sont affectés en droits sur les ouvrages remplaçants, à due concurrence des montants nécessaires.

Ce traitement est retenu en considération des règles comptables et fiscales et de leurs interprétations par les autorités ou organismes compétents, en vigueur à la date de signature du présent contrat, telles qu'elles sont mises en œuvre dans la comptabilité du concessionnaire.

Article 12 — Utilisation des voies publiques

Sous réserve du paiement des redevances prévues pour l'occupation du domaine public, le gestionnaire du réseau de distribution, en dehors de l'autorité concédante, a seul le droit d'étendre, de renforcer, de renouveler, d'entretenir ou de réparer, dans les limites territoriales de la concession, soit au-dessus, soit au-dessous des voies publiques et de leurs dépendances, tous ouvrages nécessaires à la distribution publique de l'énergie électrique.

Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut cependant pas s'opposer à l'établissement d'ouvrages pour le réseau public de transport, pour les distributions voisines, pour les lignes directes pour les usages et dans les conditions définies à l'article L. 343-1 du code de l'énergie, ni pour les ouvrages assimilables aux réseaux publics d'électricité tels que définis aux articles R. 323-40 et R. 323-41 du code de l'énergie.

Aux termes de l'article L. 113-3 du code de la voirie routière, sous réserve des prescriptions à observer dans les emprises des autoroutes « les services publics de transport ou de distribution d'électricité peuvent occuper le domaine public routier en y installant des ouvrages dans la mesure où cette occupation n'est pas incompatible avec son affectation à la circulation terrestre ».

Dans le cas de l'utilisation de voies privées, il y a lieu de se référer aux dispositions de l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 selon lesquelles : « le propriétaire d'une rue privée ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du riverain ».

Lorsque le gestionnaire du réseau de distribution exécute à son initiative des travaux sur le réseau concédé, entraînant des déplacements ou des modifications d'ouvrages (y compris ceux d'éclairage public) n'appartenant pas à la concession, il prend en charge toutes les dépenses afférentes aux déplacements et aux modifications de ces ouvrages. Le gestionnaire du réseau de distribution peut toutefois demander à leur propriétaire le financement de la partie de ces dépenses qui correspondrait à une amélioration des ouvrages déplacés ou modifiés, sous réserve qu'il y ait eu accord préalable avec lui.

Lorsqu'à l'initiative de la collectivité intéressée, le gestionnaire du réseau de distribution exécute des travaux sur les ouvrages concédés visés au 8ème alinéa de l'article 2 du présent cahier des charges, cette collectivité en supporte la charge financière.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession

Pour les ouvrages dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution peut, à son choix, soit acquérir les terrains et locaux nécessaires, soit les prendre en location, soit en obtenir la mise à disposition par la voie de conventions constitutives de droits réels notamment comme il est prévu à l'article 30 du présent cahier des charges.

> *Conformément à l'article R. 332-16 du code de l'urbanisme, « les constructeurs et lotisseurs sont tenus de supporter sans indemnité l'installation, sur le terrain de l'opération projetée, des postes de transformation de courant électrique (…) nécessaires pour l'opération. S'ils le préfèrent, les constructeurs et lotisseurs peuvent offrir pour les besoins de ladite installation un local adéquat leur appartenant, moyennant paiement d'une indemnité globale et une fois versée par l'organisme tenu d'assurer la distribution publique d'électricité (…). Le montant forfaitaire au mètre carré de cette indemnité est fixé par arrêté du ministre chargé de l'urbanisme et du ministre du développement industriel et scientifique ».*

Dès lors qu'ils servent d'assiette à un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité, les terrains et locaux ainsi acquis par le gestionnaire du réseau de distribution constituent des biens de retour, sans préjudice des dispositions législatives et réglementaires applicables aux postes sources.

> *Article L. 322-4 du code de l'énergie : « La société gestionnaire du réseau public de distribution issue de la séparation juridique imposée à Électricité de France par l'article L. 111-57 est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant en haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite. ».*

Les baux et contrats correspondants contiennent une clause réservant les droits de l'autorité concédante à l'expiration normale ou anticipée de la concession et lui seront communiqués par le gestionnaire du réseau de distribution sur sa demande.

Lorsqu'un terrain ainsi acquis supporte un ouvrage qui ne présente définitivement plus d'utilité pour l'exploitation du réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution informe sans délai l'autorité concédante de la faculté de se voir remettre ledit terrain en contrepartie du versement d'une indemnité égale à sa valeur comptable[6]. Si l'autorité concédante n'entend pas exercer cette faculté, elle procède sans délai au déclassement du terrain et en informe le gestionnaire du réseau de distribution qui est alors autorisé à procéder à sa cession à des tiers après accomplissement des formalités nécessaires.

> *Les articles L. 541-1-1 et L. 541-2 du code de l'environnement s'appliquent le cas échéant.*

L'autorité concédante facilite, dans la mesure du possible, l'acquisition, la prise en location ou la mise à disposition de ces terrains auprès des collectivités concernées sans que le gestionnaire du réseau de distribution ne puisse mettre en cause la responsabilité de celle-ci.

Article 14 — Conditions d'exécution des travaux

Les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sont construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et aux indications de la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution, en vigueur au moment de leur construction.

> *Il s'agit actuellement de l'arrêté technique du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.*
>
> *A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.*
>
> *Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie, entre autres, les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre*

[6] Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau. Elle est disponible à l'adresse suivante : http://www.enedis.fr.

Les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante sont réalisés conformément aux guides en vigueur de conception du réseau de distribution élaborés en concertation entre le gestionnaire du réseau de distribution et les associations nationales représentatives des autorités concédantes. Ces guides sont mis à jour de manière régulière.

Les matériels utilisés doivent avoir été reconnus aptes à l'exploitation par le gestionnaire du réseau de distribution.

> *Conformément à la norme NF C 11-201 applicable aux réseaux de distribution publique d'énergie électrique (§1.3 Choix des matériels), « le distributeur peut établir des listes de matériels qu'il reconnaît aptes à l'exploitation ». Le Catalogue des Matériels Aptes à l'Exploitation établi par le concessionnaire est disponible à l'adresse suivante : camae.enedis.fr.*
>
> *En outre, les matériels mis en œuvre ne doivent comporter aucune mention ou logotype se rapportant à des activités de fourniture d'électricité.*

Pour l'exécution des travaux relevant de sa maîtrise d'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de se conformer aux dispositions du code de la voirie routière et des règlements de voirie locaux.

> *Notamment aux articles L. 113-5, L. 115-1, L. 141-12, R. 131-11 et R. 141-13 à R. 141-21 du code de la voirie routière.*
>
> *Voir également le commentaire de l'article 52 « Modalités d'application de la TVA » du présent cahier des charges.*

Les travaux du gestionnaire du réseau de distribution peuvent être suspendus momentanément sur injonction du maire, toutes les fois que la sécurité publique l'exige.

> *Cette injonction doit être transmise par écrit au gestionnaire du réseau de distribution, sauf en cas d'urgence avérée. Dans cette dernière hypothèse, une confirmation écrite est adressée au gestionnaire du réseau de distribution dans un délai de 24 heures.*

Les travaux sur les ouvrages du réseau de distribution doivent également satisfaire aux dispositions suivantes :

1° Echanges entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution préalablement aux travaux

Le gestionnaire du réseau de distribution transmet au moins trois semaines à l'avance, sauf cas d'urgence dont il rend compte, à l'autorité concédante, les pièces constitutives de la consultation réglementaire prévue pour l'établissement des ouvrages sur le réseau concédé.

Pour les travaux dont l'autorité concédante assure la maîtrise d'ouvrage, cette dernière transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'avant-projet sommaire correspondant au moins trois semaines avant le lancement de la consultation prévue par la règlementation précitée pour l'établissement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sauf cas d'urgence dont elle fait part au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution émet un avis technique sur cet avant-projet sommaire dans un délai standard de dix jours calendaires après sa réception.

2° Contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité

Dans les conditions définies par la règlementation en vigueur, les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité font l'objet de contrôles techniques destinés à vérifier leur conformité aux prescriptions techniques qui leur sont applicables.

Ces contrôles sont effectués par un organisme technique certifié, indépendant du maître d'ouvrage et du gestionnaire du réseau de distribution. Cette indépendance peut n'être que fonctionnelle. Les contrôles sont effectués lors de la mise en service des ouvrages (ils sont alors désignés ci-après « contrôle initial ») et renouvelés au moins une fois tous les vingt ans.

S'agissant d'un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité réalisé par l'autorité concédante, le contrôle initial est à la charge de cette dernière qui remet au gestionnaire du réseau de distribution une attestation de conformité de l'ouvrage aux prescriptions techniques qui lui sont applicables, accompagnée du compte rendu des contrôles qui ont été effectués.

Le gestionnaire du réseau de distribution adresse à l'autorité concédante, une fois par an, un bilan des contrôles qu'il a réalisés, portant sur les nouveaux ouvrages construits sous sa maîtrise d'ouvrage et sur

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

les ouvrages existants. Ce bilan mentionne notamment les non-conformités éventuelles mises en évidence ainsi que les actions entreprises pour y remédier. Le gestionnaire du réseau de distribution transmet également à l'autorité concédante, à sa demande, un exemplaire des comptes rendus des contrôles effectués.

> *Les articles R. 323-30 et suivants du code de l'énergie ainsi que l'arrêté d'application du 14 janvier 2013 fixent les principes et modalités du contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.*

3° Transfert au gestionnaire du réseau de distribution des ouvrages construits ou modifiés par l'autorité concédante

Outre les éléments mentionnés au 2° ci-dessus, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution le dossier des ouvrages construits ou modifiés sous sa maîtrise d'ouvrage contenant des données descriptives conformes aux dispositions réglementaires et intégrant l'attestation de conformité ainsi que le plan géo-référencé des ouvrages concernés, sous un format électronique et établi à un niveau de précision conforme à la réglementation.

> *L'article R. 323-29 du code de l'énergie et son arrêté d'application du 11 mars 2016 définissent les informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité. En cas de réalisation d'un ouvrage par une autorité concédante, l'article 3 de l'arrêté précité précise les documents et informations que celle-ci est tenue de communiquer au gestionnaire du réseau de distribution à cet effet : « Lorsqu'un ouvrage d'un réseau public de distribution d'électricité est réalisé par l'autorité organisatrice mentionnée à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, cette autorité transmet au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, au plus tard à la mise en exploitation de l'ouvrage que cette dernière a réalisé, le dossier de l'ouvrage construit ou modifié contenant les données listées en annexe II du présent arrêté et intégrant le plan des ouvrages au format électronique, géo référencé avec un niveau de précision conforme aux prescriptions de l'arrêté du 15 février 2012 susvisé [arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution] et conforme aux prescriptions de la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau ».*

En vue de transférer chaque ouvrage pour exploitation au gestionnaire du réseau de distribution, l'autorité concédante informe ce dernier de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage (PMEO), à l'aide de l'imprimé établi et publié à cet effet par le gestionnaire du réseau de distribution. A réception de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution procède à l'analyse du dossier et, en tant que de besoin, au contrôle de l'ouvrage. Au vu de ces analyses et de ce contrôle, le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce sans délai :

- soit de prononcer la mise en exploitation de l'ouvrage et d'établir un avis de mise en exploitation d'ouvrage (AMEO) qui sera transmis à l'autorité concédante et aux autres destinataires concernés, dans un délai standard de 48 heures ;
- soit de refuser le transfert de la responsabilité de l'ouvrage si celui-ci n'est pas conforme au projet et exploitable. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de distribution renvoie à l'autorité concédante la PMEO dans le même délai, en motivant son refus. L'ouvrage retourne alors sous la responsabilité de l'autorité concédante.

Après mise en exploitation et avant mise en service de l'ouvrage, s'il s'avère que celui-ci n'est pas exploitable, soit que le contrôle du schéma électrique mette en évidence une anomalie, soit après constat de malfaçons ou de non conformités nécessitant une intervention, le gestionnaire du réseau de distribution rédige et signe un « avis de mise hors exploitation de l'ouvrage » pour travaux qu'il transmet à l'autorité concédante, en précisant tous les points qui doivent être corrigés. La responsabilité des travaux de mise en conformité appartient alors à l'autorité concédante jusqu'à leur complète réalisation.

> *Le recueil UTE C 18-510-1 indique notamment que « l'entreprise exploitante, pour les ouvrages dont elle a la charge, doit définir ses prescriptions de sécurité à respecter et les transmettre au donneur d'ordre ». Le document « Prescription de sécurité de l'exploitant Enedis au donneur d'ordre » est disponible sur le site www.enedis.fr.*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

CHAPITRE III

ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique

Le gestionnaire du réseau de distribution, dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, communique à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics compétents dont le territoire recouvre en tout ou en partie le périmètre de la concession, les données issues des dispositifs de comptage utiles à l'exercice de leurs compétences, en particulier celles permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-air-énergie territoriaux prévus par les articles L. 222-1 à L. 222-3, L. 229-25 et L. 229-26 du code de l'environnement. L'autorité concédante est informée de la transmission des données visées ci-dessus.

> *Les informations ci-dessus sont communiquées conformément aux dispositions des articles L. 111-73 et D. 111-52 et suivants du code de l'énergie.*
>
> *L'article L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales permet à l'autorité concédante d'élaborer le plan climat air énergie territorial à la demande des établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre présents sur son territoire.*

Les données concernées, telles que mentionnées par les textes précités applicables, et les modalités de leur communication sont précisées à l'article 13 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, fournit à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics précités, à leur demande, des données complémentaires ou plus détaillées que celles mentionnées ci-dessus, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

Les données mentionnées aux alinéas précédents sont transmises dans le respect de la législation et de la réglementation afférentes aux données à caractère personnel, d'une part, et aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, d'autre part.

> *Il s'agit, notamment de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, et, des articles R. 111-26 et suivants du code de l'énergie, relatifs à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles L. 111-72 et L. 111-73 de ce même code.*

Article 16 — Insertion des énergies renouvelables

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution accompagnent, chacun pour ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables sur le territoire de la concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau public de distribution d'électricité en veillant à minimiser les coûts afférents pour le développement et l'exploitation du réseau.

A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables

Le gestionnaire du réseau de distribution participe, dans les conditions définies par la réglementation, à l'élaboration et à la mise en œuvre du schéma régional de raccordement des énergies renouvelables intéressant le territoire de la concession ou de tout autre instrument de planification qui lui serait substitué. L'avis de l'autorité concédante est sollicité préalablement à l'approbation du schéma, selon les modalités définies aux articles D. 321-10 et suivants du code de l'énergie.

> *Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est défini à l'article L. 321-7 du code de l'énergie et par la section 2 du Chapitre Ier, Titre II, Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie (article D 321-10 et suivants).*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le schéma régional de raccordement définit les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie. Il définit également un périmètre de mutualisation des postes du réseau public de transport, des postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport. Il mentionne, pour chacun d'eux, qu'ils soient existants ou à créer, les capacités d'accueil de production permettant d'atteindre les objectifs définis par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie et, s'il existe, par le document stratégique de façade mentionné à l'article L. 219-3 du code de l'environnement. Il évalue le coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs visés au 3° du I de l'article L. 222-1 du même code.

Le schéma régional de raccordement approuvé dans les conditions définies par la loi est pris en compte pour l'élaboration du schéma directeur d'investissements prévu à l'article 11 du présent cahier des charges.

B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

En partenariat avec le gestionnaire du réseau public de transport, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition du public les données relatives aux capacités d'accueil des réseaux en amont des postes sources et aux capacités d'accueil de ces mêmes postes. Ces données sont publiées à titre indicatif.

> *A la date de signature du présent contrat, la mise à disposition de l'information est assurée par un site internet dédié relatif aux capacités d'accueil en production : www.capareseau.fr*

Afin de faciliter l'instruction des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition des demandeurs un portail internet dédié aux raccordements des installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

> *A la date de signature du présent contrat, le portail internet précité est Enedis Connect.*

Dans les conditions définies par les catalogues afférents à ses prestations, approuvés par la Commission de régulation de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution réalise, à la demande du producteur dont la puissance demandée est supérieure à 36 kVA, une pré-étude lui permettant de préciser son projet et de l'éclairer sur les conditions du raccordement.

> *Les catalogues des prestations en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution www.enedis.fr*

Les conditions d'accès au réseau et les modalités de facturation du raccordement sont définies aux articles 6, 7, 28 et 30 du présent cahier des charges.

C) Autoconsommation

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre régulatoire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution met en place les dispositifs contractuels et techniques permettant la mise en œuvre de l'autoconsommation individuelle ou collective.

> *Conformément à l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité codifiée aux articles L. 315-1 à L. 315-8 du code de l'énergie et au décret n°2017-676 du 28 avril 2017.*

Avant toute mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective sur le périmètre de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution instruit les demandes du ou des porteurs de projets relatives aux dispositifs contractuels et techniques visés ci-dessus et vérifie la localisation des futurs consommateurs et producteurs d'une opération en aval d'un même poste de transformation de moyenne en basse tension sur le réseau public de distribution.

Une convention d'autoconsommation collective est conclue entre le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les consommateurs et producteurs participant à l'opération, pour fixer les conditions de réalisation et engagements de chacune des parties. Le gestionnaire du réseau de distribution en informe l'autorité concédante et met à sa disposition le nom de la commune, la dénomination de la personne morale concernée et le nom du poste de transformation en aval duquel a lieu l'opération d'autoconsommation.

Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux

Le gestionnaire du réseau de distribution apporte son expertise à l'autorité concédante ou, le cas échéant, à d'autres collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession,

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

notamment lorsque ceux-ci projettent d'optimiser le choix et le développement des énergies en réseau, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser.

> *Afin de contribuer à l'optimisation de l'implantation et du dimensionnement des différents réseaux d'énergie dans une logique de développement durable des territoires et d'efficacité de la dépense publique, le gestionnaire du réseau de distribution est sollicité le plus en amont possible à propos des projets ou opérations envisagés.*

A leur demande, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante ou aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession et sur la base des scénarios de consommation et de production qu'ils auront définis, les résultats des études technico-économiques permettant d'évaluer et d'optimiser les coûts qui résulteraient pour le réseau public de distribution d'électricité des projets et opérations ci-dessus.

Les modalités techniques et financières associées à la réalisation de ces études sont fixées par voie de convention, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre régulatoire en vigueur.

L'autorité concédante et, le cas échéant, les autres collectivités compétentes, sous réserve de leur accord, convient le gestionnaire du réseau de distribution à la concertation qu'elles organisent avec les différentes parties prenantes et les exploitants des réseaux publics d'énergie.

Article 18 — Aménagement de l'espace urbain

Sous réserve de leur accord, les collectivités ou établissements publics compétents en matière d'urbanisme ou, le cas échéant, l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, associent le gestionnaire du réseau de distribution à l'élaboration des documents d'urbanisme applicables à l'intérieur du périmètre de la concession (SCOT et PLU, en particulier), en le consultant le plus en amont possible. Les modalités de cette association peuvent faire l'objet d'une convention locale.

> *L'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dispose que « les services d'un syndicat mixte associant exclusivement des collectivités territoriales ou des collectivités territoriales et des établissements publics de coopération intercommunale peuvent être en tout ou partie mis à disposition de ses collectivités ou établissements membres, pour l'exercice de leurs compétences. Une convention conclue entre le syndicat et les collectivités territoriales ou les établissements intéressés fixe alors les modalités de cette mise à disposition. Cette convention prévoit notamment les conditions de remboursement par la collectivité ou l'établissement des frais de fonctionnement du service.»*

Sans préjudice des dispositions de l'article 17 ci-dessus, dans le respect de la législation, de la règlementation et du cadre régulatoire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution peut apporter son expertise aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, ou à l'autorité concédante si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, dans leurs opérations d'aménagement de l'espace urbain, de requalification urbaine ou de constitution d'éco-quartiers, de façon à leur permettre d'apprécier les effets des opérations considérées en matière de gestion du réseau public de distribution d'électricité.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution recherchent un dialogue en amont de la réalisation de ces opérations. Une convention entre le concessionnaire et l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence, ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dans le domaine de l'urbanisme, ou son mandataire, peut fixer les modalités de ces échanges.

Le concessionnaire peut réaliser des études portant sur des développements, renforcements ou déplacements d'ouvrages nécessaires à ces opérations à la demande de l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou des collectivités ou établissements publics compétents. Une convention entre les parties prenantes fixe les modalités techniques et financières de réalisation de ces études, dans le respect de la réglementation applicable et du cadre régulatoire en vigueur.

Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre régulatoire en vigueur, ainsi que des stipulations du chapitre II relatif aux investissements au bénéfice de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution répond aux demandes du ou des porteurs de projets d'implantation d'infrastructures

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

de recharge des véhicules électriques ou des véhicules hybrides rechargeables sur le territoire de la concession, notamment en leur apportant une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité. La même information est communiquée à l'autorité concédante lorsqu'elle a compétence pour créer des infrastructures de recharge.

En application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante émettent un avis sur les projets de création d'infrastructures de recharge, en échangeant les informations nécessaires préalablement à la notification de leurs avis respectifs.

> *L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales précise que, sous réserve d'une offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire, les communes peuvent créer et entretenir des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Elles peuvent transférer cette compétence aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité visées à l'article L. 2224-31.*
>
> *Sans préjudice des consultations prévues par d'autres législations, l'autorité organisatrice du réseau public de distribution d'électricité et le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité émettent un avis sur le projet de création d'infrastructures de charge soumis à délibération de l'organe délibérant en application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante intervenant en matière d'implantation d'infrastructures de recharge ou, le cas échéant, aux collectivités ou établissements publics compétents sur le territoire de la concession, sous réserve de leur accord et dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre régulatoire en vigueur :

- des études permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution ;
- une prestation de coordination adaptée à des raccordements multiples de bornes de recharge, notamment par la mise à disposition d'un interlocuteur unique.

> *L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales décrit les modalités de création et d'entretien par les collectivités locales d'infrastructures de charge des véhicules électriques sur le domaine public en cas de carence de l'initiative privée.*

Article 20 — Déploiement des compteurs communicants

Les compteurs mentionnés par les articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité sont installés par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau concédé, dans le respect des objectifs et conditions fixés par la législation, la réglementation et le cadre régulatoire en vigueur.

> *Conformément aux articles L.111-73, L. 322-8 7° et L. 341-4 du code de l'énergie.*

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage, d'une part, à informer suffisamment en amont l'autorité concédante et les communes concernées de son territoire, sur le processus de mise en place de ces compteurs et le calendrier de déploiement et, d'autre part, à réaliser régulièrement un point de son avancement jusqu'à sa complète réalisation.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

- informer chaque client, avec au moins un mois de préavis, du remplacement de son compteur et des modalités de cette intervention (durée, période d'intervention, nom et coordonnées de l'entreprise de pose, numéro vert) ;
- délivrer une information de qualité sur ces compteurs, notamment dans l'espace dédié de son site internet, dans la notice d'utilisation remise lors de la pose et au numéro vert ;
- participer à des réunions publiques organisées à l'initiative de l'autorité concédante ou des collectivités concernées, et plus généralement à contribuer à des actions d'information sur le contexte législatif et réglementaire et de sensibilisation aux nouvelles perspectives ouvertes par les fonctionnalités des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients bénéficiant de ces tarifs des fonctionnalités nouvelles rendues possibles par le compteur communicant qui pourront leur être proposées. Ces dernières viennent s'ajouter aux engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Des informations relatives au contrat de fourniture avec le compteur communicant sont mises à la disposition des clients, notamment sur le site internet particulier.edf.fr, en complément de l'information apportée à chaque client de façon coordonnée avec le déploiement des compteurs communicants assuré par le gestionnaire de réseau.

Les fonctionnalités nouvelles visées au présent alinéa peuvent par exemple porter sur les modalités de facturation ou sur les dispositifs d'accompagnement des clients pour les aider à maîtriser leurs consommations et leurs factures.

Dans le cadre de ces campagnes d'information des clients et des acteurs locaux, l'autorité concédante peut contribuer aux actions menées par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et proposer des actions complémentaires tendant à informer les clients de la finalité de la mise en place des compteurs communicants et des bénéfices qui en résultent pour eux-mêmes et pour le fonctionnement du service public de la distribution d'électricité.

Le compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 comporte des indicateurs spécifiques aux compteurs communicants définis à l'article 8 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité

A) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente d'électricité promeut auprès des clients l'intérêt des solutions conduisant à maîtriser leurs consommations d'électricité.

A cet égard, il s'engage à accompagner les clients en les aidant à trouver des solutions concrètes leur permettant de réduire leur consommation d'électricité et le montant de leurs factures, notamment en mettant en œuvre des conseils tels que visés à l'article 39-B) du présent cahier des charges.

Il propose aux clients qui le demandent des conseils leur permettant de mieux comprendre leur consommation et d'identifier les actions à entreprendre.

A la date de signature du présent contrat, la demande du client auprès du concessionnaire peut être formulée selon son choix : par téléphone, sur les points d'accueil ou sur les sites internet et mobile du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

Il met à disposition des clients résidentiels une solution numérique pour mieux comprendre et réduire leurs consommations d'électricité, en kWh et en euros, notamment par comparaison avec des clients au profil similaire, suivre leur budget d'électricité, le cas échéant sur une base estimée, identifier les équipements qui consomment le plus, et bénéficier de conseils pratiques et personnalisés pour utiliser au mieux les heures creuses et diminuer leurs consommations. Des informations et conseils peuvent également être délivrés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au client lors d'un contact à l'initiative de celui-ci selon les modalités d'accueil des clients visées à l'article 39-A) du présent cahier des charges.

Dans le cadre du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer de nouvelles fonctionnalités incluses dans les tarifs réglementés de vente conduisant à maîtriser les consommations d'électricité en s'appuyant sur les compteurs communicants.

Les fonctionnalités nouvelles visées peuvent, par exemple, porter sur une amélioration de la solution numérique mentionnée ci-dessus, notamment par l'exploitation des données de consommation du client rendues accessibles, ou correspondre à la mise en œuvre de nouvelles options ou versions tarifaires.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre des tarifs horo-saisonnalisés et des tarifs à pointe mobile afin d'inciter les clients à réduire leurs consommations, notamment pendant les périodes où la consommation nationale est la plus élevée.

Il rend compte chaque année à l'autorité concédante des actions ainsi engagées auprès des clients dans le cadre du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé et constituant des solutions alternatives et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau, le cas échéant concourant à réduire les pertes techniques.

Il informe l'autorité concédante, lors de la présentation du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges, des actions menées à cet effet.

Conformément au 8° de l'article L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favorise l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

En outre, de façon à accompagner cette dernière dans la réalisation d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie des consommateurs finals, il met à la disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des informations ponctuelles sur l'état du réseau en sus des informations cartographiques, telles que mentionnées à l'article 45 du présent contrat.

Les données concernées et les modalités de leur mise à disposition sont précisées à l'article 6 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

> *Il s'agit des actions de maîtrise de la demande d'énergie mentionnées à l'article L. 2224-34 du code général des collectivités territoriales.*

Enfin, au titre de son activité de comptage, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition de chaque consommateur équipé d'un compteur communicant, dans son espace client, ses données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de sa consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales.

Les dispositions du présent article s'appliquent sans préjudice des prérogatives dévolues par la loi à l'autorité concédante en matière de maîtrise de la demande d'électricité.

Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique

A) Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, apporte son concours à l'autorité concédante et aux autres collectivités ou établissements publics compétents, à leur demande, afin de les aider à mieux connaître les zones de précarité énergétique sur le territoire de la concession, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

> *Les modalités susvisées seront convenues entre les parties intéressées dans le respect des dispositions légales et réglementaires en vigueur, notamment la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.*

B) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en agissant dans les directions suivantes :

1° L'aide au règlement des factures d'électricité :

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre la tarification spéciale de l'électricité visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et les dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer.

Il informe l'autorité concédante, au travers du compte-rendu annuel visé à l'article 44 du présent cahier des charges, des règlements effectués à l'aide du chèque énergie, à compter de l'exercice suivant la généralisation de la mise en œuvre du chèque énergie mentionnée à l'article L. 124-1 du code de l'énergie.

> *A la date de signature du présent contrat, l'information communiquée par le concessionnaire porte sur le nombre de clients de la concession dont le compte client a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice.*

Il participe au cofinancement de l'aide apportée par les collectivités territoriales pour le paiement des factures d'énergie des ménages précaires sur le territoire de la concession et à des actions de prévention à destination de ces mêmes ménages, au travers des Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL).

2° La prévention des situations de précarité énergétique et l'accompagnement des clients de la concession en situation de précarité énergétique :

Afin de prévenir les situations de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à sensibiliser les clients en situation fragile sur les bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie, en particulier sur les économies d'énergie.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente apporte des solutions adaptées aux clients en difficulté. Il collabore en ce sens avec les agents des collectivités territoriales intervenant dans le domaine de l'action sociale. Il peut également proposer des partenariats aux centres communaux ou intercommunaux d'action sociale, aux structures de médiation sociale ou au monde associatif intervenant sur le territoire de la concession.

> *Les solutions adaptées peuvent notamment se concrétiser par un ajustement du tarif, un mode de règlement personnalisé ou un délai de paiement consenti par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Dans le cadre de la trêve hivernale telle que prévue par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients ayant bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois et les clients bénéficiaires de la tarification sociale de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients bénéficiaires se soient fait connaître du fournisseur, de la possibilité que leur fourniture d'électricité soit rétablie à pleine puissance à l'entrée de la trêve et leur propose ce rétablissement.

> *Les clients bénéficiaires du chèque énergie mentionné à l'article L. 124-1 du code de l'énergie se font connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente par l'envoi à ce dernier du chèque énergie et/ou de l'attestation mentionnée à l'article R. 124-2 de ce même code.*

Lorsqu'un client en rupture de paiement a bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois ou bénéficie de la tarification sociale et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve qu'il se soit fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, ce dernier s'engage à rechercher activement un contact préalable et à aider le client à se mettre en rapport avec les services sociaux avant d'interrompre la fourniture d'électricité. En tout état de cause, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente prévient le client préalablement à la coupure ou à la réduction de puissance opérée par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément à la réglementation en vigueur.

Dans les conditions prévues par la réglementation, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre, à l'intention des clients de la concession bénéficiant de la tarification spéciale visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients se soient fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, les dispositions prévues par ce même code pour la consultation de leurs données de consommation.

> *Conformément à l'article L. 124-5 du code de l'énergie et aux dispositions réglementaires prises pour son application.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourvoit au financement des actions relevant du B) du présent article avec les ressources que lui attribuent les lois et règlements en vigueur, en complément de la rémunération visée à l'article 1er du présent cahier des charges pour l'exercice de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

C) Le gestionnaire du réseau de distribution contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en mettant en œuvre les actions suivantes :

1° Une information des autorités compétentes en matière de précarité énergétique :

Afin d'aider les collectivités, les établissements publics et l'autorité concédante à lutter contre les situations de précarité énergétique, le gestionnaire du réseau de distribution met à leur disposition, à leur demande, une fois par an, des informations statistiques générales sur la coupure et le service maintien d'énergie. Des informations complémentaires peuvent être fournies selon des modalités techniques et financières à convenir en commun.

2° Un dispositif de prévenance en amont des coupures pour impayés :

Le gestionnaire du réseau de distribution prévient le client préalablement à tout acte de coupure de l'électricité pour impayé.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, rend compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte-rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

Article 23 — Territoires à énergie positive

Un territoire à énergie positive est un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre consommation et production d'énergie à l'échelle locale, en réduisant autant que possible les besoins énergétiques, et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux.

> *Conformément à l'article L. 100-2 du code de l'énergie.*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, peut accompagner un territoire à énergie positive situé en tout ou partie dans le périmètre de la concession et, dans ce cas, il peut :

- proposer une concertation en amont avec les territoires à énergie positive porteurs de projets ou d'expérimentations en lien avec le réseau, dans le respect des objectifs assignés à ces territoires ;
- transmettre les données de consommation aux collectivités territoriales et à l'autorité concédante pour parvenir aux objectifs assignés à ces territoires dans les conditions définies à l'article 15 du présent cahier des charges ;
- faciliter l'insertion des énergies renouvelables ;
- accompagner les clients dans leurs efforts de maîtrise de l'énergie ;
- soutenir des actions d'information et de communication sur le territoire concerné.

Les parties s'informent régulièrement des actions menées au titre du présent article.

Article 24 — Service de flexibilité local

Les établissements publics et les collectivités mentionnés à l'article L. 2224-34 et au deuxième alinéa du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dès lors qu'ils sont situés sur le territoire de l'autorité concédante, en association avec des producteurs et des consommateurs et, le cas échéant, d'autres collectivités publiques, peuvent proposer au gestionnaire du réseau de distribution à titre expérimental et pour la durée fixée par la loi, la réalisation d'un service de flexibilité local sur des portions du réseau concédé.

> *Un service de flexibilité local est une action qui a pour objet d'optimiser la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité afin de moduler les puissances électriques injectées et soutirées localement sur des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité et d'éviter au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité des investissements ou des coûts de gestion tout en assurant un bénéfice positif pour le système électrique.*
>
> *Ce dispositif est pris sur le fondement de l'article 199 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de son décret d'application n° 2016-704 du 30 mai 2016.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut contribuer à la définition, à la désignation du périmètre et aux conditions de mise en œuvre et d'évaluation du service de flexibilité.

Dans ce cadre, il veille :

- à tenir compte des spécificités du réseau de distribution dans son ensemble, et notamment des producteurs et des consommateurs qui lui sont raccordés, dès lors qu'ils participent à des mécanismes de flexibilité, notamment ceux liés à la gestion du système électrique définis aux articles L. 321-9 à L. 321-16 du code de l'énergie.
- à ce que ces actions de flexibilité n'induisent pas de perturbations portant atteinte à la sûreté et la sécurité du réseau de distribution. Il peut être amené, le cas échéant, à proposer des mesures permettant de lever les perturbations identifiées.

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution donne un avis motivé sur le service de flexibilité proposé.

En cas d'avis conforme du gestionnaire du réseau de distribution, une convention, approuvée par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition du gestionnaire du réseau de distribution, est conclue entre l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les personnes mentionnées au 1er alinéa du présent article ou, à défaut, l'établissement public ou la collectivité, pour fixer les conditions financières et techniques de ce service de flexibilité local.

Article 25 — Réseaux électriques intelligents

Le gestionnaire du réseau de distribution est engagé dans le développement de nouvelles fonctionnalités du réseau l'amenant à jouer un rôle d'opérateur de système de distribution visant notamment à assurer la performance du réseau et l'optimisation du dimensionnement des investissements dans le contexte de la transition énergétique.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les innovations associées à ces nouvelles fonctionnalités, notamment numériques et d'automatisation, conduisent à opérer des réseaux électriques intelligents.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure le déploiement de ces réseaux en lien avec l'autorité concédante et les collectivités publiques compétentes en matière d'énergie concernées.

L'autorité concédante et les collectivités publiques précitées peuvent être partenaires de projets, notamment dans le cas où le territoire de la concession se trouverait dans les régions ou ensembles de départements retenus pour mener à bien le déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies.

> *Conformément à l'article 200 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnances les mesures nécessaires pour mener à bien ce déploiement expérimental.*
>
> *Ces mesures sont adoptées pour une durée de quatre ans à compter de la publication de l'ordonnance et peuvent être renouvelées une fois pour la même durée.*

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à informer régulièrement l'autorité concédante, dans le cadre de la gouvernance des projets expérimentaux de réseaux électriques intelligents, des avancées et des difficultés rencontrées.

Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, dans le cadre de la mise en œuvre de leurs politiques de développement durable, mènent des actions tendant à :

- lutter contre le changement climatique ;
- diminuer leurs impacts sur l'environnement ;
- accompagner le développement des territoires ;
- favoriser la cohésion sociale ;
- inciter leurs agents à être acteurs de cette politique.

Ils s'engagent notamment à :

- mettre en œuvre un plan d'actions visant à réduire leur empreinte carbone ;
- trier et valoriser les déchets liés à leurs activités ;
- développer leur flotte de véhicules propres ;
- contribuer aux achats responsables ;
- intensifier les actions de prévention du risque électrique à l'intention de leurs prestataires de travaux et des tiers.

Dans ce cadre, ils peuvent prendre des engagements relatifs à ces domaines avec l'autorité concédante ou les collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession.

Les modalités de mise en œuvre de ces engagements sont définies dans des conventions spécifiques.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

CHAPITRE IV

CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

Article 27 — Principes généraux

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente assurent aux clients un service efficace et de qualité, tant en ce qui concerne le développement et l'exploitation du réseau, la fourniture de l'électricité, tels que définis à l'article 1er du présent cahier des charges, que les prestations respectives qui en découlent (notamment l'accueil des clients, le conseil, les activités de comptage, les interventions et le dépannage).

Les prestations du gestionnaire du réseau de distribution figurent dans les catalogues des prestations décrits à l'annexe 6 au présent cahier des charges.

Les catalogues en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution www.enedis.fr

Le service est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

Conformément aux dispositions de l'article L. 121-1 du code de l'énergie.

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients sont décrits au chapitre III et dans le présent chapitre, ainsi qu'aux annexes 6 et 8.

Les engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité sont précisés au chapitre III et dans le présent chapitre du cahier des charges ainsi que dans les conditions générales de vente aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité, objet des annexes 7 et 7bis du présent cahier des charges.

Ces conditions générales sont mises à jour en tant que de besoin par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Lorsque les modifications correspondent uniquement à des évolutions législatives ou réglementaires, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente présente aux organisations précitées les motifs et les clauses des conditions générales concernées par ces modifications, préalablement à l'entrée en vigueur des conditions générales modifiées.

Toute modification des conditions générales de vente est communiquée aux clients dans les conditions définies par la réglementation.

Conformément à l'article L. 224-10 du code de la consommation.

Toute rétrocession d'énergie électrique par un client utilisateur du réseau public de distribution d'électricité ou un client bénéficiaire des tarifs réglementés de vente d'électricité, à quelque titre que ce soit, à un ou plusieurs tiers, est interdite, sauf autorisation préalable, respectivement, du gestionnaire du réseau de distribution, ou de ce dernier et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, donnée par écrit, dont l'autorité concédante sera informée.

Les clients peuvent avoir accès au contrat de concession sur demande auprès du gestionnaire du réseau de distribution, du fournisseur aux tarifs réglementés de vente ou de l'autorité concédante afin de connaître les droits et obligations qui en découlent (notamment ceux concernant les raccordements, les conditions d'accès au réseau, les conditions de fourniture d'énergie électrique, les prestations annexes, les installations intérieures, la tarification et le paiement de l'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie électrique).

Ces demandes peuvent notamment être formulées sur le site www.enedis.fr ou, le cas échéant, sur le site de l'autorité concédante ou selon les modalités précisées par les conditions générales de vente susvisées.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente

Le gestionnaire du réseau de distribution :

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon objective, transparente et non discriminatoire. A cet effet, il applique un code de bonne conduite qui est publié sur le site www.enedis.fr.

  Conformément aux articles L. 322-8 et L. 111-61 du code de l'énergie.

- raccorde, sans préjudice des dispositions relatives à la maîtrise d'ouvrage prévues à l'annexe 1, les installations des clients au réseau public de distribution et leur assure un accès au réseau pour autant que ces installations respectent les prescriptions techniques nécessaires à leur raccordement au réseau public de distribution, notamment en ce qui concerne les troubles susceptibles d'être causés dans l'exploitation des réseaux concédés ou des installations des autres clients.

  Le Chapitre II, du Titre IV, du Livre III du code de l'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement des installations de production aux réseaux publics d'électricité.

- exerce à titre exclusif les activités de comptage pour les clients raccordés au réseau et toutes les missions afférentes à l'ensemble de ces activités.

  Ces activités et missions sont celles prévues par l'article L. 322-8 7° du code de l'énergie, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et la gestion des données de comptage.

  Les modalités de relevé des données de comptage sont définies dans les contrats d'accès au réseau visés au B) ci-après et à l'article L. 224-11 du code de la consommation.

  La fréquence des relevés des consommations par le gestionnaire du réseau de distribution ne peut être inférieure à un relevé par an, en l'absence d'auto-relevé transmis par le client.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :

- consent aux clients un contrat de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente lorsqu'ils remplissent les conditions requises.

  Les conditions sont définies aux articles L. 337-4 à L. 337-9 du code de l'énergie.

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon transparente et non discriminatoire.

A) Obligation de procéder au raccordement des installations des clients

Sur le territoire de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de procéder au raccordement au réseau public de distribution des installations des clients aux conditions du présent cahier des charges, notamment de son annexe 1 :

- sous réserve du paiement des contributions prévues à l'article 30 du présent cahier des charges ;
- sauf s'il a reçu entre-temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

  Le gestionnaire du réseau de distribution est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, d'assurer le raccordement des installations électriques provisoires, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.

  S'agissant des pouvoirs de l'autorité compétente en matière d'urbanisme, l'article L. 111-6 du code de l'urbanisme dispose que : « Les bâtiments, locaux ou installations soumis aux dispositions des articles L. 421-1 à L. 421-4 ou L. 510-1, ne peuvent, nonobstant toutes clauses contraires des cahiers des charges de concession, d'affermage ou de régie intéressée, être raccordés définitivement aux réseaux d'électricité, d'eau, de gaz, ou de téléphone si leur construction ou leur transformation n'a pas été, selon le cas, autorisée ou agréée en vertu des articles précités ».

  Les articles R.111-31 et suivants du code de l'urbanisme fixent les conditions d'application du présent chapitre et précisent notamment les conditions dans lesquelles peuvent être installées ou implantées

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

des caravanes, résidences mobiles de loisirs et habitations légères de loisirs (article L. 443-4 du code de l'urbanisme).

Dans le cas particulier des caravanes, qui conservent en permanence leurs moyens de mobilité : le maire peut s'opposer au raccordement définitif d'une caravane qui serait stationnée irrégulièrement, au regard du code de l'urbanisme (articles R. 111-39 et 111-43). Est soumis à autorisation tout stationnement supérieur à 3 mois consécutifs, s'il s'agit d'une caravane d'habitation. Toutefois cette autorisation n'est pas nécessaire (article R. 111-40) :

- *lorsque la caravane est stationnée sur un terrain affecté au garage collectif des caravanes et résidences mobiles de loisir ;*
- *lorsqu'elle est sur le terrain où est implantée la construction servant de résidence de l'utilisateur.*

Les modalités de raccordement des installations, en particulier les délais prévisionnels de réalisation, sont communiquées aux clients par le gestionnaire du réseau de distribution à l'issue d'une étude préalable, après réception de la totalité des éléments techniques nécessaires.

Ces éléments techniques nécessaires à une étude préalable de raccordement sont disponibles sur le site : www.enedis.fr.

Pour les travaux dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, le choix de la solution technique retenue pour la desserte des clients appartient à ce dernier, qui devra concilier les intérêts du service public avec ceux des clients, dans le respect des textes réglementaires et en tenant compte des éventuels impacts sur l'autorité concédante.

En cas de contestation au sujet de l'application des dispositions du présent article, le différend sera réglé conformément aux dispositions de l'article 50 du présent cahier des charges.

B) Obligation d'assurer l'accès au réseau

Toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le client :

- soit d'un contrat unique avec un fournisseur d'électricité ; dans ce cas, le fournisseur doit avoir conclu préalablement avec le gestionnaire du réseau de distribution un contrat relatif à l'accès à ce réseau et à son utilisation ;

  Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat GRD-F conclu en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie. La version en vigueur du modèle de contrat GRD-F est disponible sur le site : www.enedis.fr.

- soit d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution ;

  Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat CARD conclu en application de l'article L. 111-91 II du code de l'énergie. La version en vigueur des modèles de contrat CARD en injection et en soutirage est disponible sur le site : www.enedis.fr.

- soit d'un contrat de fourniture d'électricité conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

  Conformément à l'article L. 337-7 du code de l'énergie, ce contrat ne peut être conclu qu'avec un client souhaitant souscrire pour son site une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Dans le cas particulier des clients alimentés par des moyens de desserte décentralisés non connectés au réseau, un contrat spécifique est conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution qui précise notamment le tarif applicable et les modalités de facturation par le gestionnaire du réseau de distribution de la mise à disposition de l'énergie ainsi produite.

Les contrats CARD conclus directement avec le gestionnaire du réseau de distribution et les contrats uniques définissent les conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution. Les principes de ces contrats et leurs modalités de consultation figurent en annexe 8.

Ces conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution sont mises à jour en tant que de besoin par le gestionnaire du réseau de distribution, après concertation avec les représentants des utilisateurs du réseau public de distribution à laquelle sont associées les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Elles sont annexées aux conditions générales des tarifs réglementés de vente figurant dans les annexes 7 et 7bis.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure la mise en service de l'installation du client dans le délai standard précisé aux catalogues des prestations et dans un délai maximum d'un mois à partir de la date de la demande d'accès ou de sa modification, augmenté, s'il y a lieu, du délai nécessaire à l'exécution

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

des travaux, y compris l'obtention des autorisations administratives, nécessités par le raccordement de l'installation du demandeur et dont celui-ci devra être informé.

> *Dans les zones où la maîtrise d'ouvrage est exercée par l'autorité concédante et lorsque la puissance de raccordement demandée par le client requiert la réalisation de renforcements de réseaux, le gestionnaire du réseau de distribution se rapprochera de l'autorité concédante afin d'évaluer avec celle-ci le délai nécessaire à la réalisation de ces travaux qu'il notifiera au client.*

La date de la demande d'accès est :

- pour un contrat unique conclu avec un fournisseur, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution,
- pour un contrat CARD conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution, la date à laquelle le client lui a fait sa demande,
- pour un contrat aux tarifs réglementés de vente conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de non-paiement de la contribution prévue aux articles 6 et 30 du présent cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution, de sa propre initiative ou à la demande de l'autorité concédante lorsqu'une contribution lui est due, peut refuser la mise en service de l'installation du client.

En cas de non-paiement des sommes qui sont dues par le client au titre de la mise en service ou de la livraison de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution peut, de sa propre initiative ou sur demande d'un fournisseur, dans le respect de la législation en vigueur, après rappel écrit constituant mise en demeure du client, interrompre l'alimentation de l'énergie à l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure et qui ne peut être inférieur à dix jours à compter de l'envoi de cette mise en demeure.

> *Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de l'alimentation ne peut pas être réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution, nonobstant le non-paiement des sommes dues :*
>
> - *le juge accorde au client, conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;*
> - *une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code du commerce ;*
> - *le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et suivants et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;*
> - *le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;*
> - du 1er novembre de chaque année au 31 mars de l'année suivante, dans une résidence principale, conformément à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

C) Obligation de consentir des contrats de fourniture aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente

Sur le territoire de la concession, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est tenu de proposer un contrat de fourniture à toute personne, raccordée au réseau public d'électricité, demandant à bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité et répondant aux critères fixés par l'article L. 337-7 du code de l'énergie, sauf s'il a reçu entre temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

> *Les contrats sont conformes aux articles L. 224-3 et suivants du code de la consommation.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente consent un seul contrat de fourniture par point de livraison.

Pour un point de livraison donné, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'accorder un contrat tant que le précédent n'a pas été résilié.

Toutefois, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut consentir un contrat de fourniture pour un point de livraison non résilié dès lors qu'en application des procédures du gestionnaire du réseau de

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

distribution, l'exécution de la mise en service relative au nouveau contrat s'accompagne de la résiliation du contrat précédent.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, de proposer de fournir l'énergie électrique dans les conditions du présent cahier des charges pour la desserte des installations provisoires des clients qui ont droit aux tarifs réglementés de vente, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.

D) Accès des producteurs au réseau

L'accès au réseau des producteurs présente les particularités suivantes :

- le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de refuser l'accès au réseau à un producteur qui ne peut justifier d'une autorisation ou d'un récépissé de déclaration délivré en application du 1° du II de l'article L. 111-93 du code de l'énergie ;
- la date de mise en service des installations de production est déterminée d'un commun accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution ;
- toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le producteur d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution. Les conditions générales d'accès au réseau sont précisées dans ce contrat ;

  La version en vigueur des modèles de contrat d'accès au réseau en injection, CARD-I ou CRAE, est disponible sur le site : www.enedis.fr

- Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'assurer de manière non discriminatoire l'appel des installations de production reliées à son réseau en liaison avec le gestionnaire du réseau de transport.

Article 29 — Branchements

A) Périmètre technique

Sont considérés comme branchements, tels que définis à l'article 6 du présent cahier des charges, toute canalisation ou partie de canalisation en basse tension – y compris, le cas échéant, les canalisations parfois désignées sous le nom de « dérivation individuelle » ou de « colonne montante électrique », également désignées ci-après sous le nom de « branchement collectif » – ayant pour objet d'amener l'énergie électrique du réseau à l'intérieur des propriétés desservies, et limitée :

- à l'aval :
  - aux bornes de sortie du disjoncteur[7], conformément à la définition donnée par la norme NF C14-100 qui définit le point de livraison de l'énergie des branchements à puissance limitée,
  - au point de livraison situé aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement des branchements à puissance surveillée ;
- à l'amont : au point du réseau basse tension, électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation ; aux connecteurs dans le cas de réseaux aériens ou, dans le cas de réseaux souterrains, au système de dérivation ou de raccordement.

Conformément à l'article D. 342-1 du code de l'énergie.

Il s'agit ici de branchements en basse tension. Toute canalisation nouvelle nécessaire à l'alimentation d'un client haute tension est une extension.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage.

B) Colonnes montantes électriques (ou branchements collectifs)

Une colonne montante électrique (ou branchement collectif) désigne l'ensemble des ouvrages électriques situés en aval du coupe-circuit principal nécessaires au raccordement au réseau public de distribution d'électricité des différents consommateurs ou producteurs situés au sein d'un même immeuble

[7] Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ou de bâtiments séparés construits sur une même parcelle cadastrale, à l'exception des dispositifs de comptage.

Les colonnes montantes électriques ou branchements collectifs comprennent la liaison au réseau, les canalisations collectives (tronçon commun, colonne, dérivations collectives) et les dérivations individuelles.

Les colonnes montantes électriques, lorsqu'elles n'appartiennent pas aux propriétaires ou copropriétaire des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages, appartiennent au réseau public de distribution électrique dans les conditions définies par la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

Les dispositions législatives concernées sont codifiées aux articles L.346-2 et suivants du code de l'énergie.

On entend par rénovations des travaux garantissant la conformité des canalisations collectives et des dérivations individuelles avec les normes en vigueur NF C 14-100 et, pour l'interface avec les installations intérieures, NF C 15-100.

Le gestionnaire du réseau de distribution exploite, maintient et renouvelle les branchements collectifs ou colonnes montantes électriques concédés conformément à ses obligations mentionnées à l'article 1er du présent cahier des charges.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut être amené à intervenir sur des canalisations collectives et des dérivations individuelles pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution facture aux propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages, les interventions réalisées.

Les réfections, les modifications ou suppressions des canalisations collectives et des dérivations individuelles rendues nécessaires par des travaux exécutés dans un immeuble sans lien avec le service public de la distribution d'électricité sont à la charge de celui qui fait exécuter les travaux.

C) Branchements provisoires

Le gestionnaire du réseau de distribution alimente provisoirement selon les dispositions en vigueur les installations pour lesquelles une demande de ce type est formulée conformément aux modalités prévues à cet effet par les catalogues des prestations en vigueur. Le point de livraison est placé au plus près du réseau concédé ; les installations situées en aval du disjoncteur sont des installations intérieures au sens de l'article 31 du présent cahier des charges.

Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution

Les règles applicables à la contribution due au titre de l'opération de raccordement sont précisées aux articles L. 342-6 et suivants du code de l'énergie. Le montant de cette contribution est calculé sur la base des coûts de l'opération de raccordement de référence et en application du barème de raccordement conformément à l'arrêté du 28 août 2007.

Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation

A) Installations intérieures

L'installation intérieure commence :

- en haute tension, inclusivement aux isolateurs d'entrée du poste de livraison ou de transformation, dans le cas de desserte aérienne, et immédiatement à l'aval des bornes des boîtes d'extrémité des câbles dans le cas de desserte souterraine. Lorsqu'il y a raccordement direct à un poste de coupure du distributeur ou aux barres haute tension d'un poste de transformation de distribution publique, l'installation du client commence aux bornes amont incluses du sectionneur de la dérivation propre au client ;

- en basse tension, immédiatement à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur pour les fournitures sous faible puissance, conformément au A) de l'article 29 du présent cahier des charges, et aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement installé chez le client pour les fournitures sous moyenne puissance.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les installations intérieures sont exécutées et entretenues aux frais du propriétaire ou du client ou de toute personne à laquelle aurait été transférée la garde desdites installations.

> *S'agissant des installations intérieures, l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 précise que : « Le bailleur ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du locataire. » L'article L. 641-10 du code de la construction et de l'habitation précise que : « Le prestataire et le propriétaire des locaux réquisitionnés ne peuvent s'opposer à l'exécution par le bénéficiaire, aux frais de celui-ci, des travaux strictement indispensables pour rendre les lieux propres à l'habitation, tels que l'installation de l'eau, du gaz et de l'électricité […] ».*

En aucun cas le gestionnaire du réseau de distribution n'encourra de responsabilité en raison des défectuosités des installations du client qui ne seraient pas du fait dudit gestionnaire du réseau de distribution.

B) Postes de livraison et/ou de transformation des clients

Les postes de livraison et de transformation des clients alimentés en haute tension seront construits conformément aux règlements et aux normes en vigueur, aux frais des clients dont ils resteront la propriété. La maintenance, les contrôles réglementaires et le renouvellement de ces postes sont à la charge des clients.

> *Il s'agit des normes NF C13-100, 13-101, 13-102 et 13-103 relatives aux règles d'installation des postes de livraison d'énergie électrique à un utilisateur, alimentés sous une tension nominale comprise entre 1 et 33 kV.*

Les plans et spécifications du matériel sont soumis à l'agrément du gestionnaire du réseau de distribution avant tout commencement d'exécution.

Toutefois la fourniture et le montage de l'appareillage de mesure et de contrôle sont assurés comme spécifié à l'article 33 du présent cahier des charges.

C) Mise sous tension

Pour assurer la sécurité de l'opération de mise en service pour le client et les tiers, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie, avant la première mise sous tension des installations du client, que ce dernier dispose d'une attestation de la conformité desdites installations à la réglementation et aux normes en vigueur.

> *Les modalités du contrôle et de l'attestation de conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur sont fixées par les articles D. 342-18 et suivants du code de l'énergie et les arrêtés pris pour leur application.*

D) Mise hors tension des postes de livraison et installations des clients

La mise hors tension des postes de livraison, de transformation ou des installations intérieures est exécutée par le gestionnaire du réseau de distribution aux frais du demandeur ou de l'utilisateur présumé.

> *L'article R. 323-35 du code de l'énergie précise les modalités de mise hors tension des ouvrages laissés en déshérence.*

Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés

A) Les installations et appareillages des clients raccordés aux ouvrages concédés doivent fonctionner en sorte :

- de ne pas compromettre la sécurité des personnes et des biens,
- d'éviter des troubles dans l'exploitation des installations des autres clients et des réseaux concédés,
- d'empêcher l'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique.

L'énergie n'est en conséquence soutirée ou injectée sur le réseau que si les installations et appareillages des clients fonctionnent conformément à la réglementation et aux normes applicables à ces fins ou, en l'absence de telles dispositions, respectent les tolérances retenues par le gestionnaire du réseau

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

de distribution. Ces tolérances concernent notamment la tension ou les taux de courants harmoniques, les niveaux de chutes de tension et de déséquilibres de tension et sont accessibles sur simple demande.

B) En ce qui concerne les moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau, le client ne pourra mettre en œuvre de tels moyens qu'avec l'accord préalable et écrit du gestionnaire du réseau de distribution sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, sur les modalités d'exploitation de la source de production et sur la conformité du dispositif de comptage en place. Dans certains cas, le remplacement ou la modification du dispositif de comptage peuvent s'avérer nécessaires avant la mise en œuvre par le client de moyens de production. Ce remplacement ou cette modification sont effectués à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution.

Pour le cas où le client entend injecter tout ou partie de l'énergie électrique produite par ses installations, il lui appartient de se rapprocher du gestionnaire du réseau de distribution pour définir avec lui les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le réseau.

Lorsque les installations du client comportant des moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau n'injectent pas d'énergie sur ce dernier, celles-ci ne pourront être mises en service que si elles ne portent pas atteinte à la sécurité des personnes et des biens et n'apportent aucun trouble au fonctionnement du réseau.

Le client a l'obligation d'informer le gestionnaire du réseau de distribution au moins un mois avant leur mise en service par courrier postal ou électronique pour les installations dont la puissance est inférieure à 36 kVA et au moins trois mois avant leur mise en service par lettre recommandée avec demande d'avis de réception pour les installations dont la puissance est supérieure à 36 kVA ou raccordées en HTA, des moyens de production raccordés à ses installations, de leurs caractéristiques et de toute modification ultérieure de ceux-ci.

C) Eu égard aux objectifs ci-dessus définis, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à vérifier ou à faire vérifier les installations du client avant la mise en service de celles-ci et ultérieurement autant que de besoin. Si les installations sont reconnues défectueuses ou si le client s'oppose à leur vérification, le concessionnaire pourra refuser de livrer l'énergie électrique ou interrompre cette livraison. Il pourra de même refuser d'accueillir toute injection d'énergie par des installations de production ne respectant pas les conditions définies ci-dessus.

En cas de désaccord sur les mesures à prendre en vue de faire disparaître toute cause de trouble dans le fonctionnement général du réseau, le différend sera soumis à l'autorité concédante au titre de sa mission de contrôle des ouvrages. A défaut d'accord dans un délai de dix jours, celui-ci pourra être porté à la connaissance du Préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

De même, en cas d'injonction émanant de l'autorité de police compétente ou d'une juridiction statuant en référé, de danger grave et immédiat, de trouble causé par un client dans le fonctionnement de la distribution ou d'usage illicite ou frauduleux, le gestionnaire du réseau de distribution aura les mêmes facultés de refus ou d'interruption.

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle

Les appareils de mesure et de contrôle des éléments concourant à la facturation de l'énergie électrique et à l'équilibrage des flux sont d'un modèle répondant aux exigences de l'arrêté du 1er août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique comprennent notamment :

- un compteur d'énergie active ainsi que d'éventuels dispositifs additionnels nécessaires à la mise en œuvre prévue dans la réglementation :
  - dispositifs liés à la mesure en fonction de la puissance demandée par le client (transformateurs de mesure par exemple) ;
  - dispositifs de communications utilisés par le gestionnaire du réseau de distribution pour mettre à disposition les services prévus par la réglementation ;
  - dispositifs de limitation ou de contrôle de la puissance ;
  - dispositifs complémentaires nécessaires à la mise en œuvre de certaines tarifications (relais, horloges par exemple).

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- en substitution à certains matériels ci-dessus, les dispositifs de comptage mis en place en application des articles R. 341-4 et suivants du code de l'énergie dans le respect des objectifs et conditions fixés par la réglementation.

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre, dans les conditions prévues par la réglementation, des dispositifs permettant aux fournisseurs d'énergie de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs du réseau à limiter leur consommation dans les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

Les articles R. 341-4 et suivants, complétés notamment par un arrêté du 4 janvier 2012 et une délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2014, précisent les fonctionnalités de ces dispositifs de comptage évolués et les modalités de leur déploiement.

A) Basse tension

En basse tension, les compteurs électriques sont installés et périodiquement vérifiés sous la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1er août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active. Il en est de même pour les autres appareils de mesure et de contrôle, y compris les dispositifs additionnels de communication ou de transmission d'information répondant directement au même objet, ainsi que leurs accessoires (tableau de support, dispositif de fixation et de scellement, etc.).

Ces instruments sont entretenus et renouvelés par ses soins et font partie du domaine concédé.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique sont scellés par le gestionnaire du réseau de distribution. Ceux de ces appareils qui appartiendraient aux clients à la signature du présent cahier des charges continuent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, à rester leur propriété, l'entretien de ces appareils étant à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé.

Les compteurs, ainsi que les dispositifs additionnels et accessoires, sont normalement installés en un ou des emplacements appropriés, choisis d'un commun accord entre le client et le gestionnaire du réseau de distribution. Le client devra veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils.

En cas de renouvellement, le nouveau compteur est posé en lieu et place du compteur existant sans modification de l'installation intérieure.

Les prescriptions relatives à l'emplacement du compteur et à sa fixation sur un « panneau de comptage » sont précisées par la norme NF C 14-100.

B) Haute tension

Pour les clients alimentés en haute tension, les appareils de mesure et de contrôle sont fournis, posés, réglés, scellés et périodiquement vérifiés par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1er août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Ceux de ces appareils qui appartiennent aux clients à la signature du présent cahier des charges restent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, leur propriété et l'entretien de ces appareils est à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé, à l'exception des transformateurs de mesure pour les comptages placés sur la haute tension.

Dans le cas où le comptage est placé sur la haute tension, les transformateurs de mesure sont fournis, posés et changés, en accord avec le gestionnaire du réseau de distribution, par le client et restent sa propriété.

Les conditions de pose, descellement, d'entretien et, s'il y a lieu, de location des appareils de mesure, sont définies dans le contrat que le client signe avec le gestionnaire du réseau de distribution.

Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle

Les agents qualifiés du gestionnaire du réseau de distribution doivent avoir accès, à tout moment, aux appareils de mesure et de contrôle.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le gestionnaire du réseau de distribution peut procéder à la vérification des appareils de mesure et de contrôle chaque fois qu'il le juge utile.

> *Le contrôle des instruments de mesure est régi par le décret n°2001-387 du 3 mai 2001 dont l'article 35 traite du contrôle des instruments par leur détenteur. Les modalités de ce contrôle sont définies par l'arrêté du 1er août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.*

Les clients ont de même le droit de demander la vérification de ces appareils soit par le gestionnaire du réseau de distribution, soit par un expert désigné d'un commun accord ; les frais de vérification sont à la charge du client, dans les conditions prévues aux catalogues de prestations du gestionnaire du réseau de distribution, si le compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire.

L'autorité concédante peut signaler au gestionnaire du réseau de distribution des appareils de comptage dont elle estime qu'ils pourraient présenter une défaillance. Le gestionnaire du réseau de distribution procède à des vérifications, apporte les mesures correctives qu'il juge utiles et en informe l'autorité concédante.

Dans tous les cas, un défaut d'exactitude ne sera pris en considération que s'il dépasse la limite de tolérance réglementaire.

Les compteurs déposés doivent faire l'objet d'une vérification avant réutilisation.

> *Cette vérification est réalisée conformément aux dispositions de l'arrêté du 1er août 2013 relatif aux compteurs d'énergie active.*

Lorsqu'une erreur est constatée dans l'enregistrement des consommations, une rectification est effectuée par le gestionnaire du réseau de distribution dans les limites autorisées par les textes applicables en matière de prescription et de consommation. La période à corriger commence à la date à laquelle le concessionnaire a pu constater pour la dernière fois le bon fonctionnement du dispositif de comptage et se termine à la date à laquelle le matériel défectueux ou détérioré est remplacé. Pendant la période définie ci-dessus où ces appareils auront donné des indications erronées, les quantités d'énergie livrées seront déterminées par comparaison avec les consommations des périodes antérieures similaires au regard de l'utilisation de l'électricité ou à défaut, par comparaison avec des sites présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

> *Conformément à l'article L. 224-11 du code de la consommation, aucune consommation d'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.*

Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée

A) Niveaux de qualité de l'énergie livrée

Le gestionnaire du réseau de distribution doit assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau de distribution sont définis par la réglementation en vigueur.

> *Les niveaux de qualité sont fixés par la section 1 du chapitre II du titre II du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie et par l'arrêté 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, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie.*

Si les niveaux de qualité ne sont pas atteints en matière d'interruptions d'alimentation imputables au réseau public de distribution, sur demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution remet entre les mains d'un comptable public une somme qui lui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

> *Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par le décret n°2016-1128 du 17 août 2016 relatif à la consignation en cas de non-respect du niveau de qualité en matière d'interruption de l'alimentation en électricité.*

De plus, des valeurs repère en matière de niveaux de qualité sont définies dans le schéma directeur d'investissements, lequel sera décliné dans des programmes pluriannuels d'investissement, mentionnés à l'article 11 du présent cahier de charges.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Par ailleurs, dans les conditions définies par la législation, les tarifs d'utilisation des réseaux peuvent comporter des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager le gestionnaire du réseau de distribution à améliorer sa performance, notamment en ce qui concerne la qualité.

> *Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.*

B) Nature et caractéristiques de l'énergie livrée

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients concernant la nature et les caractéristiques de l'énergie livrée sont fixés dans les contrats permettant l'accès au réseau public de distribution, dans le respect de la règlementation en vigueur.

1°) En haute tension, l'électricité est livrée sous forme de courant alternatif triphasé, à la fréquence nominale fixée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et sous une tension nominale de 20 000 volts ou, dans certains secteurs de la concession, de 15 000 volts.

> *La fréquence nominale de la tension au point de livraison est de 50 Hz. Le gestionnaire de réseau de distribution s'engage sur la fréquence de la tension conformément à la norme NF EN 50160.*

Les tolérances de variation de la tension autour de la valeur nominale ci-dessus sont les suivantes :

- la valeur de la tension fixée dans chaque contrat conclu avec un client pour l'accès au réseau public de distribution (ci-après : « tension contractuelle ») ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la tension nominale ;
- la tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle.

> *L'arrêté 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, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.*
>
> *La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.*

En haute tension, le gestionnaire du réseau de distribution prend également à l'égard des clients, des engagements concernant la continuité et la qualité de l'onde de tension. Ils comportent des seuils de tolérance qui peuvent être personnalisés dans les conditions prévues aux contrats d'accès au réseau :

- en-deçà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé non responsable des dommages survenant chez les clients, du fait d'interruptions ou de défauts dans la qualité de la fourniture ;
- au-delà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé responsable des dommages visés et tenu d'indemniser les clients à hauteur des préjudices effectivement subis par ces derniers, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie - indépendantes de la volonté ou de l'action du gestionnaire du réseau de distribution et non maîtrisables en l'état des techniques - caractérisant un régime d'exploitation perturbé. Les modalités financières sont précisées dans les contrats des clients.

> *Les engagements pris ou susceptibles d'être ainsi souscrits par le gestionnaire du réseau de distribution concernent :*
>
> - *les coupures pour travaux sur le réseau public de distribution ;*
> - *les interruptions suite à incident ;*
> - *les variations rapides de la tension (papillotement) ;*
> - *le déséquilibre de la tension.*

Les engagements sur la qualité de l'onde sont basés sur la norme NF EN 50160 « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution » qui définit, décrit et spécifie, au point de livraison

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

de l'utilisateur du réseau, les caractéristiques principales de tension fournie par un réseau public basse tension, moyenne tension et haute tension AC dans des conditions normales d'exploitation.

2°) L'électricité est livrée en basse tension sous forme de courant monophasé, ou triphasé, alternatif avec une fréquence de la tension conforme aux exigences fixées au 1°), et avec une tension conforme aux textes réglementaires et normatifs relatifs aux tensions nominales en basse tension des réseaux de distribution d'énergie électrique.

> *L'arrêté 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, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, a fixé la tension pour les livraisons en basse tension, à 230 volts en monophasé, c'est-à-dire entre l'une quelconque des trois phases et le neutre, et à 400 volts en triphasé, c'est-à-dire entre deux quelconques des trois phases. L'arrêté précité prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.*
>
> *La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.*

En basse tension, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à mettre tous les moyens en œuvre en vue d'assurer la disponibilité du réseau public de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au point de livraison du client, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie.

Article 36 — Continuité de service

Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de prendre les dispositions appropriées pour acheminer l'énergie électrique dans les conditions de continuité et de qualité définies par l'article 35 ci-dessus et par les textes réglementaires en vigueur, afin de concilier les besoins des clients, les aléas inhérents à l'exploitation du réseau et la nécessité pour le gestionnaire du réseau de distribution de faire face à ses charges.

> *Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par des dispositions réglementaires, notamment par les articles D. 322-2 et suivants du code de l'énergie relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.*

Les conditions de qualité et de continuité de l'onde électrique sont précisées dans les contrats des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution a toutefois la faculté d'interrompre le service pour toutes opérations d'investissement dont lui ou l'autorité concédante est maître d'ouvrage, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé, ainsi que dans le cadre de manœuvres liées au dépannage, aux opérations de délestage en regard de conditions d'exploitation contrainte, de l'injonction d'une autorité ou lors de réparations urgentes que requiert le matériel. Le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce alors de réduire ces interruptions au minimum, notamment par l'utilisation des possibilités nouvelles offertes par le progrès technique, et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de l'exploitation, aux dates et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible aux clients.

En basse tension, lorsque des interventions programmées, et donc non urgentes, sur le réseau sont nécessaires, les dates, heures et durées prévisibles de ces interruptions sont portées au moins trois jours à l'avance à la connaissance de l'autorité concédante, du maire intéressé et des clients, par voie de presse, d'affichage et, dans toute la mesure du possible, d'information individuelle.

En haute tension, lorsque les travaux ne présentent pas un caractère d'urgence, le gestionnaire du réseau de distribution prend contact avec les clients concernés raccordés en haute tension en soutirage afin de déterminer d'un commun accord la date de réalisation des travaux. Le gestionnaire du réseau de distribution informe le client de la date, de l'heure et de la durée des coupures, au moins 10 jours ouvrés avant la date de réalisation effective des travaux.

Les contrats des clients mentionnent ces engagements, ainsi que les modalités de programmation des interruptions.

Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à prendre d'urgence les mesures nécessaires. Il en avise, dans la mesure du possible, le maire intéressé, l'autorité concédante et le service du contrôle désigné par celle-ci.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée

En application du principe d'adaptabilité à la technique, le gestionnaire du réseau de distribution a le droit de procéder aux travaux de changement de tension ou de nature de l'énergie distribuée en vue d'augmenter la capacité des réseaux existants, de les rendre conformes aux normes prescrites par les textes réglementaires en vigueur ou de les exploiter aux tensions normalisées fixées par ceux-ci.

Il s'agit des textes déjà cités en commentaire de l'article 35 ci-dessus.

Les travaux concernant lesdites modifications sont portés à la connaissance de l'autorité concédante et des clients intéressés six mois au moins avant leur commencement.

Si le gestionnaire du réseau de distribution vient à modifier à un moment quelconque les caractéristiques du courant alternatif livré à un client, il prend à sa charge les frais de modification des appareils et des installations consécutifs à ce changement sous les réserves suivantes :

A) En basse tension

1°) Les clients supportent la part des dépenses qui correspond à la mise en conformité de leurs installations intérieures avec les textes réglementaires en vigueur lors du changement de tension et de leurs appareils électriques, dans la mesure où ce renouvellement n'est pas la conséquence du changement de nature de l'énergie, mais est rendu nécessaire par l'état de leurs installations ou de leurs appareils.

2°) Les clients peuvent obtenir la modification ou, éventuellement, l'échange de leurs appareils électriques:

- s'il s'agit d'appareils utilisés conformément aux règles en vigueur, en service régulier et en bon état de marche,
- si ces appareils ont été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution lors du recensement effectué par ses soins,
- si la puissance totale des appareils à modifier ou à échanger est en harmonie avec la puissance souscrite des clients.

En cas d'échange d'appareils convenu d'un commun accord, le gestionnaire du réseau de distribution fournit aux clients de nouveaux appareils et devient propriétaire des anciens. Il prend à sa charge le remplacement des appareils par des appareils équivalents. En cas de remplacement d'appareils anciens par des appareils neufs, le gestionnaire du réseau de distribution peut demander aux clients une participation tenant compte de la plus-value de l'appareil par rapport à l'appareil usagé.

B) En haute tension

Les clients supportent la part des dépenses qui correspond soit à la mise en conformité de leurs installations avec les règlements qui auraient dû être appliqués avant la transformation du réseau, soit à un renouvellement normal anticipé de tout ou partie des installations. La plus-value correspondant à ce renouvellement peut toutefois être payée, si le client le demande, par annuités pendant la durée normale restant à courir pour l'amortissement des installations rendues inutilisables par le changement de tension et sans majoration pour les intérêts.

Sont à la charge du gestionnaire du réseau de distribution les modifications à apporter aux appareils électriques ou le remplacement de ces appareils par des appareils équivalents, notamment du point de vue de leur état de fonctionnement, à condition que ces appareils aient été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution au cours du recensement préalable à la modification et que la puissance totale desdits appareils ne soit pas disproportionnée avec la puissance souscrite par le client.

Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau

Une situation de crise se caractérise par la survenance d'un évènement qui porte atteinte directement ou indirectement et de façon significative à l'intégrité et à la sécurité des personnes et des biens ou qui entrave le fonctionnement du service public de distribution d'électricité, sur un large périmètre ou une durée longue.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le gestionnaire du réseau de distribution prévoit les mesures nécessaires au maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population lors des situations de crise. Le niveau de satisfaction de ces besoins est fixé en fonction de la vulnérabilité de certains groupes de populations, des caractéristiques du service ou du réseau concerné et du degré constaté de défaillance du réseau. Les critères de définition des populations vulnérables et le niveau spécifique de satisfaction de leurs besoins sont précisés, en tant que de besoin, par arrêté conjoint des ministres en charge de la santé, de la sécurité civile et de l'énergie.

En application de l'article L. 732-1 et des articles R. 732-1 et suivants du code de la sécurité intérieure.

Le gestionnaire du réseau de distribution prend notamment des mesures pour protéger les installations contre les risques, agressions et menaces prévisibles et alerter sans délai l'autorité compétente de l'imminence ou de la survenue d'une défaillance grave de ses installations susceptible de porter atteinte à la continuité du service.

Il élabore en outre un plan interne de crise qui permet d'assurer le plus rapidement possible une distribution adaptée du service permettant la satisfaction des besoins prioritaires de la population en cas de situation de crise.

Lorsque sur le territoire de la concession, les conditions normales d'exploitation ne peuvent plus être assurées en raison d'une situation de crise, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une organisation et des ressources dédiées dans le cadre d'un dispositif de gestion de crise adapté à la situation.

En particulier, le gestionnaire du réseau de distribution met en place une plate-forme d'appel réservée à l'autorité concédante et aux collectivités locales. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de tout dispositif particulier d'information et d'assistance mis en œuvre au niveau des communes touchées par la situation de crise et communique le nom et les coordonnées des agents du concessionnaire dédiés, pendant la gestion de la crise, aux mairies concernées.

Le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de façon régulière de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

Il en informe également le préfet. Lorsque l'ampleur de la crise conduit le préfet à mettre en place une Cellule Opérationnelle Départementale (COD), le gestionnaire du réseau de distribution désigne un représentant qu'il met à la disposition de cette cellule.

En application de l'article L. 732-2 du code de la sécurité intérieure.

A chaque révision du plan ORSEC initiée par le représentant de l'Etat compétent, le gestionnaire du réseau de distribution réalise une étude des conditions dans lesquelles il satisfait aux obligations qui lui sont fixées en matière de maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population, en fonction de l'évolution des risques et menaces auxquels la population est exposée. Cette étude est soumise pour avis à l'assemblée délibérante de l'autorité concédante, ainsi qu'aux maires des communes concernées.

En application des articles R. 732-3 et suivants du code de la sécurité intérieure sur les besoins prioritaires de la population et aux mesures à prendre par les exploitants d'un service destiné au public lors de situations de crise.

En tant que de besoin, les programmes pluriannuels mentionnés à l'article 11 du présent cahier des charges font l'objet d'une mise à jour concertée en conséquence.

Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à assurer dans les meilleures conditions un service public de qualité aux clients de la concession.

A) Accueil des clients

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose différents moyens d'accès à ses services afin d'offrir aux clients une relation adaptée à leurs attentes. Il s'attache à enrichir ces moyens d'accès en tenant compte des progrès de la technique.

L'offre du fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'inscrit dans une logique « multi-canal » pour permettre aux clients de joindre ses services, à la date de signature du présent contrat, par téléphone, via les sites internet, les applications mobiles ou encore dans ses points d'accueil dont les jours et heures d'ouverture sont précisés sur son site internet.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients les conseillers de ses centres de relation clients qui fonctionnent de façon maillée sur la zone de desserte nationale du concessionnaire.

> *A la date de signature du présent contrat, tous les centres de relation clients du fournisseur aux tarifs réglementés de vente sont localisés en France.*

Il informe les clients de ses obligations au titre des tarifs réglementés de vente, notamment en portant à leur connaissance les conditions générales de vente et leurs modifications, mentionnées à l'article 27 du présent cahier des charges.

> *Les conditions générales de vente sont accessibles sur le site internet du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

B) Informations et conseils aux clients

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'attache à fournir aux clients une information objective et à leur proposer, lors de la mise en service de leur installation et à tout moment, à leur demande, une offre adaptée à leurs besoins.

> *Lors de la conclusion du contrat, sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente le conseille sur le tarif à souscrire pour son point de livraison. En cours de contrat, le client peut contacter le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à répondre à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.*

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les demandeurs souhaitant souscrire une puissance inférieure ou égale à 36 kVA de leur droit à une offre de fourniture d'électricité basée sur un tarif réglementé de vente.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients équipés d'un compteur communicant les informations prévues à l'article L. 224-9 du code de la consommation selon les modalités définies par le décret prévu pour son application.

> *Pour les clients non équipés d'un compteur communicant, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à leur disposition un bilan annuel de leurs consommations et de leurs factures, si les données sont disponibles sur une année pleine. Ce bilan est transmis aux clients avec leur facture soit par voie postale, soit par voie électronique s'ils ont opté pour la facture électronique.*
>
> *Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :*
>
> - *le bilan des factures exprimé en euros ;*
> - *le bilan des consommations exprimées en kWh ;*
> - *des analyses de consommation :*
>   - *évolutions des consommations dans le temps,*
>   - *comparaison de la consommation à celle de foyers similaires sur la période,*
>   - *analyse de l'utilisation des Heures Creuses pour les clients HC/HP sur la période,*
>   - *répartition estimée de la consommation par usages.*
> - *des conseils éco-gestes.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente accompagne les clients pour leur permettre de prendre pleinement part à la transition énergétique, faire des économies d'énergie et modérer leur facture, selon les modalités précisées au chapitre III du présent cahier des charges.

Il aide les clients rencontrant des difficultés de paiement à analyser leur consommation de manière personnalisée, les conseille sur les modalités de paiement les plus adaptées, les informe sur les aides et les oriente, le cas échéant, vers les services adéquats.

S'agissant des clients en situation de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre les dispositions prévues à l'article 22 du chapitre III du présent cahier des charges.

C) Modalités de contractualisation et de résiliation

Toute livraison d'énergie électrique est subordonnée à la passation d'un contrat entre le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et le client pouvant bénéficier d'un tarif réglementé de vente, dans les conditions définies par la réglementation.

> *Conformément aux articles L.224-1 et suivants du code de la consommation.*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les contrats souscrits avec les clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente alimentés en haute tension fixent les modalités de la relève des quantités d'électricité acheminées et de la facturation de l'utilisation du réseau.

Le client demeure personnellement responsable des obligations nées de son contrat, notamment du paiement des factures, jusqu'à la date effective de sa résiliation, et ce sans préjudice des obligations des personnes tenues solidairement au paiement.

D) Modalités de facturation et de paiement

Les modalités de facturation et de paiement sont établies par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans le respect de la réglementation.

> *A la date de signature du présent contrat, conformément à l'arrêté du 18 avril 2012 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel à leurs modalités de paiement et aux conditions de report ou de remboursement des trop-perçus.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des rythmes de facturation adaptés à leurs besoins, précisés dans les conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourra élargir sa proposition de rythmes de facturation dans le cadre du déploiement des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des modalités de paiement souples et personnalisées qui sont précisées dans les conditions générales de vente, en enrichissant la gamme d'offres de règlement.

> *A la date de signature du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose les modalités suivantes en encourageant les modalités dématérialisées :*
>
> - *le prélèvement automatique,*
> - *le télé-règlement,*
> - *la carte bancaire,*
> - *le chèque,*
> - *le TIP,*
> - *en espèces dans les bureaux de poste.*

Le chèque énergie est un titre de paiement accepté par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans les conditions prévues par la loi.

> *Conformément à l'article L.124-1 du code de l'énergie.*

En cas de retard dans le règlement des factures, des pénalités sont exigibles par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients conformément aux conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

En cas de régularisation importante de facture, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer aux clients des solutions d'échelonnement de paiement adaptées aux situations.

En cas de non-paiement des sommes qui lui sont dues par le client dans le délai défini par les conditions générales de vente annexées au présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut réduire ou interrompre la livraison d'électricité après en avoir informé le client, conformément à la réglementation en vigueur.

> *Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de la fourniture ne peut être réalisée par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, nonobstant le non-paiement des sommes dues :*
>
> *- le juge accorde au client conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;*
>
> *- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code du commerce ;*
>
> *- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers;*
>
> *- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et du décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau modifié , un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- conformément à l'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles, entre 1er novembre de chaque année et le 31 mars de l'année suivante.

Article 40 — Traitement des réclamations

Toute réclamation adressée par les clients au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, quel que soit son mode de transmission (par exemple, téléphone, site internet ou courrier), donne lieu à une réponse du concessionnaire.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente maintiennent, chacun pour ce qui le concerne, un dispositif de traitement des réclamations pour apporter une réponse rapide aux attentes des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution répond aux clients dans les délais définis par la Commission de régulation de l'énergie.

> *Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente organise le traitement des réclamations en instituant un premier niveau d'instance constitué par ses centres de relation client et une instance d'appel constituée par son service Consommateurs. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe le client du délai de traitement de sa réclamation quand la réponse ne peut pas être apportée immédiatement par le centre de relation client. L'objectif du fournisseur aux tarifs réglementés de vente est d'apporter une réponse aux réclamations écrites des clients dans un délai de trente jours à compter de leur réception.

> *Le service Consommateurs est compétent sur la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

En complément de ce dispositif, les clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ainsi que les clients utilisateurs du réseau de distribution, ont la possibilité de solliciter le médiateur du concessionnaire.

> *Le médiateur du concessionnaire respecte les dispositions de l'ordonnance n° 2015-1033 du 20 août 2015 transposant en droit interne la directive du 21 mai 2013 sur le règlement extrajudiciaire des litiges de consommation.*

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informent les clients de la faculté dont ils disposent de saisir le médiateur national de l'énergie, telle que prévue à l'article L. 122-1 du code de l'énergie.

> *Conformément à l'article L. 122-1 du code de l'énergie, le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges entre les personnes physiques ou morales et les entreprises du secteur de l'énergie et de participer à l'information des consommateurs énergie sur leurs droits.*
>
> *La saisine du médiateur national de l'énergie :*
>
> - *ne peut concerner que des litiges nés de l'exécution des contrats conclus par un consommateur non professionnel ou par un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie ;*
> - *doit faire suite à une réclamation écrite préalable du consommateur auprès du fournisseur ou du distributeur concerné, qui n'a pas permis de régler le différend dans le délai fixé à l'article R. 122-1 du code de l'énergie ;*
> - *peut être exercée directement et gratuitement par le consommateur ou son mandataire.*

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, indique sur toutes ses réponses aux réclamations reçues les recours possibles.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des réclamations reçues et des réponses apportées au titre du présent article, au travers du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

CHAPITRE V

TARIFICATION

Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente

L'autorité concédante et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente adhèrent aux principes suivants :

- égalité de traitement : des fournitures ayant les mêmes caractéristiques doivent pouvoir bénéficier des mêmes options et opportunités tarifaires ;

  Les caractéristiques à prendre en considération sont les suivantes :
  - période de mise à disposition ou d'utilisation de l'énergie ;
  - puissance demandée ou mise à disposition et modulation de cette puissance selon ces périodes ;
  - tension de raccordement ;
  - consommation d'énergie réactive rapportée à la consommation d'énergie active ;
  - durée des contrats.

- péréquation géographique des tarifs au plan national, le cas des îles non reliées électriquement au continent pouvant faire l'objet de dispositions spécifiques ;

- établissement des tarifs nationaux conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces modalités ne font pas obstacle à une concertation préalable entre le concessionnaire et les autorités concédantes par l'intermédiaire de leurs organisations les plus représentatives ;

  Ces tarifs réglementés de vente font l'objet de propositions motivées de la Commission de régulation de l'énergie qui sont transmises aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. En l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions, la décision est réputée acquise et les tarifs sont publiés au Journal officiel.

- publicité des prix appliqués pour la facturation des fournitures.

  Les tarifs réglementés de vente sont consultables selon les modalités fixées par les conditions générales de vente.

Afin de refléter au mieux la structure des coûts de production et de mise à disposition de l'électricité, il est établi un contrat pour chaque point de livraison : le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'appliquer plus d'un contrat à un même point de livraison, ni d'accorder un contrat regroupant des fournitures à un client recevant l'énergie en des points de livraison différents.

La tarification comporte, pour chaque contrat, une redevance annuelle d'abonnement et un ou des prix de l'énergie effectivement consommée, sauf dans le cas de fournitures particulières appelant un traitement de caractère forfaitaire.

Le montant annuel de l'abonnement d'une part, le ou les prix de l'énergie d'autre part, dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par le client,
- de la tension sous laquelle l'énergie est fournie,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année.

Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité est déterminé par l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

Conformément à l'article R. 337-19 du code de l'énergie.

A la suite d'une évolution, les nouveaux tarifs seront applicables aux consommations relevées postérieurement à la date d'effet des nouveaux tarifs.

Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente décomptera ces consommations « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de la consommation.

Un tarif peut être mis en extinction ou supprimé.

Un tarif mis en extinction ne peut plus être proposé aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. A la même date, l'application d'un tarif mis en extinction ne peut plus être demandée par un client pour un nouveau contrat. La mise en extinction d'un tarif n'a pas d'effet sur les contrats en cours. Elle n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve le tarif en extinction tant qu'il ne demande pas de modification du tarif souscrit. Lorsque le client demande au fournisseur aux tarifs réglementés de vente une modification du tarif souscrit, il est informé qu'il perd le bénéfice de ce tarif en extinction.

Quand un tarif est supprimé, le client est informé dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression du tarif et est avisé de la nécessité de choisir un autre tarif parmi ceux en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression du tarif, la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision de suppression du tarif lui est appliquée.

Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes

A) Tarification de l'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution fait l'objet de décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie. Ces décisions sont élaborées et publiées dans les conditions prévues à l'article L. 341-3 du code de l'énergie.

Le ou les tarifs d'utilisation du réseau sont facturés par le gestionnaire de réseau de distribution au client ou au fournisseur de ce dernier.

Les tarifs sont conformes aux prescriptions réglementaires et dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par l'utilisateur,
- de la tension sous laquelle l'énergie est livrée,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année,
- des caractéristiques du transit de puissance sur le site (injection ou soutirage).

> *L'article L. 341-2 du code de l'énergie définit les principes généraux de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.*

En cas de changement de tarif, le nouveau tarif est applicable aux utilisateurs à la date prévue par la décision de la Commission de régulation de l'énergie. Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le gestionnaire de réseau de distribution facturera l'utilisation du réseau « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de l'énergie livrée.

B) Tarification des prestations annexes du gestionnaire de réseau de distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution peut proposer des prestations annexes aux clients, aux fournisseurs ou à toutes autres personnes physiques ou morales. La part de ces prestations non couverte par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution est facturée à ces utilisateurs par le gestionnaire de réseau de distribution de manière non discriminatoire.

Les prestations ainsi proposées par le gestionnaire de réseau de distribution sont facturées selon les modalités indiquées dans les catalogues des prestations, décrits en annexe 6, validés par la Commission de régulation de l'énergie, que le gestionnaire de réseau de distribution rend publics, notamment sur son site internet : www.enedis.fr. Il communique également ces informations sur simple demande.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

CHAPITRE VI

COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION

Article 43 — Inventaire des ouvrages

A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit à l'autorité concédante un inventaire détaillé et localisé des ouvrages, distinguant les biens de retour, les biens de reprise de la concession et les biens propres affectés au service dans les conditions prévues par la réglementation.

> *L'article D. 2224-45 du code général des collectivités territoriales prévoit que le contenu de l'inventaire et les délais de sa production sont arrêtés par le ministre chargé de l'électricité après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité.*

L'inventaire ainsi fourni est établi à la date d'arrêté des comptes du gestionnaire du réseau de distribution.

> *Les comptes du gestionnaire du réseau de distribution sont arrêtés et approuvés dans les conditions indiquées par l'article 225.68 du code de commerce.*

Sous réserve des dispositions réglementaires prévues ci-dessus, il comprend, pour ce qui concerne les ouvrages concédés :

- pour les ouvrages enregistrés nativement par commune :
    - un fichier de données techniques portant sur les longueurs totales de réseau en basse tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre) et en moyenne tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre, câbles à isolation synthétique), le nombre de postes de transformation HTA/BT (en distinguant : en immeuble, en cabine basse, en cabine haute, en préfabriqué, sur poteau), le nombre de transformateurs HTA-BT, le nombre d'appareils de comptage au sens des articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de d'électricité en distinguant les compteurs effectivement communicant ;
    - un fichier de données comptables détaillant par commune, pour chaque ouvrage ou chaque regroupement d'ouvrages, le mois et l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et le montant de la provision pour renouvellement ;
- pour les autres ouvrages :
    - un fichier détaillant, par nature d'ouvrage, l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement, le montant de la provision pour renouvellement attachée. Sont concernés les branchements, colonnes montantes électriques et appareils de comptage autres que ceux visés ci-dessus. Ils sont affectés au moyen de clés de répartition que le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à détailler et expliciter à la demande de l'autorité concédante.

Au titre de la mise en place progressive d'un suivi détaillé des branchements collectifs, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à enregistrer la totalité des flux entrants (ouvrages nouvellement construits ou rénovés) dans un système d'information.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité

A) L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. A cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation.

Les principes de ce contrôle sont définis à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente communiquent à l'autorité concédante au plus tard le 1er juin de chaque année, un compte-rendu annuel d'activité retraçant l'exécution du contrat de concession au titre de l'année civile écoulée.

Le contenu et les modalités de communication du compte-rendu annuel d'activité sont conformes aux articles D. 2224-34 et suivants du code général des collectivités territoriales.

Le compte-rendu annuel d'activité fait apparaître les éléments suivants :

1°) L'analyse de la qualité du service rendu aux clients de la concession

Celle-ci comporte les résultats afférents à la qualité du service rendu aux clients, au titre de chaque mission concernée et à la qualité de l'énergie distribuée au moyen d'indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé.

Ces indicateurs sont communiqués au périmètre de la concession, à l'exception de ceux relatifs à la qualité de l'énergie distribuée qui peuvent être communiqués à un périmètre plus précis.

Cette analyse comporte également une présentation des mesures prises par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour répondre aux exigences de qualité du service définies par la réglementation et le présent contrat.

Les informations de nature statistique sont communiquées, dans la mesure du possible, au périmètre de la concession. Par exception, celles de ces informations qui ne sont pas susceptibles de répartition sont communiquées à un périmètre plus large.

2°) Les informations relatives à la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé

La présentation de la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé comporte :

- d'une part, le compte rendu de la politique d'investissement et de développement du réseau concédé mentionné au I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, ce qui vaut, sauf demande expresse, transmission à l'autorité concédante de ce dernier compte-rendu ; ce compte-rendu identifiera les investissements menés par finalité ainsi que la localisation et le montant de ces opérations ;
- et, d'autre part, des éléments relatifs au gros entretien des ouvrages.

Ce compte-rendu annuel comprend des éléments prévisionnels relatifs aux investissements du gestionnaire du réseau de distribution mentionnés notamment à l'article 11 du présent cahier des charges, y compris les aspects liés à la répartition des investissements relatifs aux postes source desservant plusieurs concessions et aux raccordements des producteurs.

3°) Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession

1- Les éléments financiers d'exploitation de la concession comprennent, d'une part, les méthodes et les éléments de calcul retenus pour la détermination des produits et charges et, d'autre part :

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- Au titre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, les rubriques de produits et de charges liées à l'exploitation courante de la concession :
    - les rubriques relatives aux produits d'exploitation sont : les recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie ; les recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes ; la production stockée et immobilisée ; les reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises ; les reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions, et le total des autres produits d'exploitation ;
    - les rubriques relatives aux charges sont : les charges d'exploitation (achats dont : accès au réseau amont et couverture de pertes ; charges de personnel ; redevances, impôts, taxes ; charges centrales et autres charges) et les charges calculées (dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du gestionnaire du réseau de distribution d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers, d'autre part ; autres amortissements ; dotations aux provisions relatives aux biens en concession ; autres dotations d'exploitation).

  Ces rubriques sont présentées sous la forme d'un tableau qui reprend les postes d'un compte de résultat. Ce tableau mentionne également les produits et les charges exceptionnels.
- Au titre de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente et établis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession bénéficiant de ces tarifs :
    - le chiffre d'affaires ;
    - les coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

  Les informations sont communiquées au périmètre des clients de la concession raccordés au réseau public de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R. 337-18 du code de l'énergie.

2- Ces éléments d'exploitation s'accompagnent d'une présentation des perspectives d'évolution des grandes rubriques de charges et de produits ci-dessus dans le cadre tarifaire en vigueur.

4°) La consistance du patrimoine concédé :

La présentation du patrimoine concédé, par catégories d'ouvrages, concerne les ouvrages dont l'autorité concédante est propriétaire en vertu du premier alinéa de l'article L. 322-4 du code de l'énergie.

Elle indique, pour chacune de ces catégories d'ouvrages, d'une part, leur valeur brute et sa variation annuelle, leur valeur nette comptable, leur valeur de remplacement et le montant des provisions pour renouvellement restant et, d'autre part, la synthèse des passifs spécifiques qui leur sont attachés, ainsi que leur durée d'amortissement.

Le tableau de variation des valeurs brutes fait apparaître pour l'exercice considéré les sorties d'actif, les sources de financement des ouvrages mis en service dans l'année, détaillant les apports financiers du concédant et des tiers, ainsi que les apports nets du gestionnaire de réseau de distribution.

La présentation de la synthèse des passifs spécifiques distingue les financements respectifs du concédant et du gestionnaire du réseau de distribution, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement.

5°) Les évolutions juridiques, économiques, techniques ou commerciales notables :

Le compte rendu annuel d'activité explicite les évolutions d'ordre juridique, économique, technique ou commercial intéressant les activités concédées et leur prise en compte par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ayant des effets sur l'exploitation de la concession.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Il précise notamment l'évolution de l'organisation du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, des services rendus aux clients de la concession et l'organisation de ces services pour le territoire de la concession.

La liste des indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé à communiquer dans le compte-rendu annuel d'activité et, le cas échéant, leur périmètre de restitution sont précisés à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Article 45 — Cartographie du réseau

Une fois par an, dans le mois suivant la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit gratuitement à celle-ci les plans du réseau en moyenne échelle (de précision inférieure à 1/1000ème) mis à jour de tout ou partie du réseau basse ou haute tension existant.

Cette mise à disposition est réalisée sous un format électronique compatible avec les systèmes d'information géographique usuels (format shape).

Ces plans de réseau contiennent des données cartographiques qui sont listées à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Cette mise à disposition peut être complétée, selon des modalités techniques et financières convenues entre les parties par des conventions spécifiques « moyenne échelle » et « grande échelle » définissant :

- pour la « moyenne échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques supplémentaires facilitant la coordination et l'accomplissement de leurs activités respectives de maîtrise d'ouvrage des travaux ;
- pour la « grande échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques dans une démarche commune d'établissement, d'échange et de gestion des fonds de plans sur leurs chantiers respectifs, notamment dans le cadre des obligations liées au décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution des travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, mais également afin de faciliter la réalisation de leurs missions respectives ;

Dans le cas où l'autorité concédante est compétente en matière de gestion de banque de données urbaines au périmètre de la concession, celle-ci s'engage à mettre à disposition du gestionnaire du réseau de distribution les fonds de plan à grande échelle (de précision supérieure à 1/1000ème) géo-référencés qu'elle tient à jour, selon des modalités techniques et financières à convenir entre les parties dans une convention spécifique.

Dans l'hypothèse où cette base de données urbaine n'existe pas ou est incomplète, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante examineront ensemble les conditions de son établissement.

Article 46 — Pénalités

En cas de non-production des documents prévus aux articles 43 à 45 ci-dessus dans les conditions qu'ils définissent et après mise en demeure par l'autorité concédante, par lettre recommandée avec accusé de réception, restée sans suite pendant quinze jours, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, chacun pour ce qui le concerne, versent à celle-ci une pénalité dont l'autorité concédante arrête le montant dans la limite de :

- pour le gestionnaire du réseau de distribution : un millionième du montant des recettes d'acheminement de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante ;
- pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : un millionième du chiffre d'affaires de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les parties conviennent d'appliquer en lieu et place des modalités définies ci-dessus, à compter de leur entrée en vigueur, toutes dispositions réglementaires qui porteraient sur le régime des pénalités dues en cas de non-respect de ces mêmes obligations.

Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations

Dans l'année qui suit la signature du présent contrat, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente proposent, chacun pour ce qui le concerne, à l'autorité concédante un espace internet personnalisé et sécurisé permettant la mise à disposition de données relatives à la concession relevant du présent chapitre.

Ils mettent à disposition sur l'espace internet mentionné ci-dessus le compte rendu annuel d'activité mentionné au B) de l'article 44 ci-dessus dans le délai de trente jours suivant sa communication à l'autorité concédante, conformément à la réglementation.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

CHAPITRE VII

TERME DE LA CONCESSION

Article 48 — Durée de la concession

Sauf dispositions législatives contraires, la durée de la concession est fixée à 25 ans, à compter du 1er janvier 2024, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

Compte tenu de l'équilibre nécessaire entre les diverses dispositions du cahier des charges, et notamment celles créant des droits et obligations à la charge du concessionnaire, la durée de la concession est normalement comprise entre 25 et 30 ans.

Les conditions dans lesquelles le contrat deviendra exécutoire sont précisées à l'article L. 2131-1 du code général des collectivités territoriales.

Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession

Deux ans au moins avant le terme de la concession, les parties se rapprocheront aux fins d'examiner les conditions ultérieures d'exécution du service public pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et pour la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés.

A) En cas de renouvellement de la concession au profit du concessionnaire les immobilisations concédées ainsi que les dettes et créances qui y sont attachées seront intégralement maintenues au bilan du concessionnaire. Les provisions antérieurement constituées par le concessionnaire en vue de pourvoir au renouvellement des ouvrages concédés, non utilisées à l'échéance du présent contrat, resteront affectées à des travaux sur le réseau concédé.

B) L'autorité concédante a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science. L'autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration.

L'autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans adressé au concessionnaire.

Dans l'un ou l'autre cas mentionné au présent B) :

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
    - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
        - le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué[8] par référence au TMO,

[8] La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.

- et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'autorité concédante devra verser au concessionnaire.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le concessionnaire devra verser à l'autorité concédante.

- au montant des préjudices que le concessionnaire supporterait du fait de la fin de la concession fixé, en cas de désaccord entre les parties, par le juge du contrat.

- s'agissant des biens de reprise, l'autorité concédante aura la faculté de les reprendre en tout ou en partie, selon son choix, sans y être contrainte. La valeur des biens repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'experts et payée au concessionnaire au moment de la prise de possession.

Les parties pourront choisir un expert unique. A défaut d'entente, il sera fait appel à trois experts, dont un désigné par chacune des parties ; un tiers expert sera désigné par les deux premiers ou, à défaut d'accord, par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent.

C) Les règlements correspondant à l'application des dispositions du présent article seront effectués dans les six mois qui suivront la fin de la concession. Tout retard dans le versement des sommes dues donnera lieu de plein droit, après mise en demeure, à des intérêts de retard conformément aux dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

CHAPITRE VIII

DISPOSITIONS DIVERSES

Article 50 — Conciliation et contestations

En cas de manquement aux obligations qui sont imposées au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, par le présent cahier des charges, un procès-verbal de constat pourra être fait par les agents du contrôle de l'autorité concédante. Il sera notifié au concessionnaire, sans préjudice des recours qui pourront être exercés contre le concessionnaire.

Avant l'engagement de toute procédure juridictionnelle, les parties conviennent que les contestations qui naîtraient entre elles concernant l'interprétation ou l'exécution du présent cahier des charges doivent donner lieu à une tentative de conciliation. A cette fin, les contestations doivent être :

- portées devant la Commission permanente de conciliation. Une fois saisie par la partie la plus diligente, cette Commission dispose d'un délai de deux mois pour trouver un accord ;

  La FNCCR a été l'interlocuteur national d'Enedis et d'EDF S.A. pour l'établissement du modèle de contrat de concession. Elle est de ce fait l'organisme de représentation des collectivités concédantes qui en connaît le mieux l'esprit.

  La FNCCR, Enedis et EDF S.A. sont convenus en conséquence de créer, au niveau national, une Commission permanente de Conciliation composée de six membres dont trois représentants du concessionnaire et trois représentants de la FNCCR.

- le cas échéant, portées à la connaissance du préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

Si aucune conciliation n'est trouvée, la partie la plus diligente peut saisir le tribunal compétent.

L'une ou l'autre de ces procédures de conciliation ne fait pas obstacle au droit pour l'une des parties de saisir le juge compétent à titre conservatoire dans l'hypothèse où les délais de recours ne permettraient pas d'attendre l'issue de la conciliation.

Les parties s'informent mutuellement de tout recours contentieux portant sur le présent cahier des charges ou sur son interprétation.

Les dispositions précitées sont sans préjudice, pour la mission de développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique, de celles prévues par l'article R. 111-19-8 du code de l'énergie permettant, à la demande d'au moins un quart des membres, l'inscription de points à l'ordre du jour du comité du système de la distribution publique d'électricité.

Article 51 — Impôts, taxes et contributions

Sans préjudice des dispositions de l'article 52 du présent cahier des charges, le concessionnaire, au titre de chacune de ses missions, s'acquitte de tous impôts, taxes et contributions qui sont ou seront mis à sa charge, de telle sorte que l'autorité concédante ne soit jamais inquiétée à ce sujet.

Sont notamment à la charge du concessionnaire tous les impôts, taxes et contributions liés à l'existence des ouvrages de la concession. Dans le cas où l'autorité concédante, ou l'une de ses collectivités adhérentes, se verrait imposée à ce titre (par exemple pour l'impôt foncier relatif à un poste de transformation), le concessionnaire assumerait la charge correspondante sur simple demande de l'autorité concédante.

Les impôts, taxes et contributions, dont les taxes sur le chiffre d'affaires, incombant légalement au client sont, dans la mesure où le concessionnaire a la charge de leur collecte, répercutés par ce dernier sur le client, en complément des prix hors taxes de l'énergie livrée et des prestations visées au présent cahier des charges.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Article 52 — Modalités d'application de la TVA

A) TVA sur redevance de concession

La part de la redevance dite « d'investissement » prévue à l'article 4 et définie à l'article 2.3 de l'annexe 1 au présent cahier des charges est soumise à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun.

> *En application de l'article 256 B du code général des impôts et conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-10-20-10-10 n°93, les collectivités qui, pour l'exploitation d'un service public, mettent à disposition d'un exploitant, à titre onéreux, les investissements qu'elles ont réalisés doivent être considérées comme assujetties à la TVA. La mise à disposition de ces investissements constitue en effet une activité économique consistant en l'exploitation de biens corporels en vue d'en tirer des recettes ayant un caractère de permanence.*
>
> *Il n'en va autrement que lorsqu'il ressort des termes du contrat que cette redevance éventuelle est due à raison d'exigence d'intérêt général ou d'une contribution à l'exercice de l'autorité publique (par exemple pour permettre à la collectivité de supporter la charge de sa mission de contrôle).*

En pratique, il appartiendra à l'autorité concédante de soumettre à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun la part dite « d'investissement » de la redevance.

B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante

En application des contrats de concession des 2 février 1993 et 4 mai 2004 et de leurs avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

> *Conformément à l'article 210 de l'annexe II du code général des impôts, l'autorité concédante pouvait transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle avait été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.*
>
> *Le décret n°2015-1763 du 24 décembre 2015 a abrogé l'article 210 précité et met fin à la procédure de transfert du droit à déduction pour les dépenses d'investissements publics mis à disposition de délégataires de service public en application de contrats de délégation conclus à compter du 1er janvier 2016. Dans ce cas, l'autorité concédante est fondée à opérer directement la déduction de la taxe grevant les investissements réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé.*

Dans le cas où le montant de la TVA ainsi récupérée par le gestionnaire du réseau de distribution ferait ultérieurement l'objet d'un redressement de la part du service des impôts, ce montant, majoré le cas échéant des pénalités légales mises à la charge du gestionnaire du réseau de distribution, lui serait remboursé par l'autorité concédante avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce redressement, sauf si la cause du redressement était directement imputable au gestionnaire du réseau de distribution.

De même si, en cas de perte de jouissance des ouvrages concédés, notamment à l'expiration de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est amené à reverser au Trésor une partie de la TVA effectivement récupérée au titre des dépenses d'investissement réalisées par l'autorité concédante au cours des vingt années précédentes, l'autorité concédante remboursera au gestionnaire du réseau de distribution les sommes ainsi reversées au Trésor avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce reversement.

En cas de retard dans le règlement des sommes ainsi dues, le gestionnaire du réseau de distribution pourra appliquer des intérêts de retard, au taux légal, en vertu des dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

> *Il s'agit des intérêts au taux légal fixé par décret en application de la loi n°75-619 du 11 juillet 1975.*

C) TVA sur réfections de voirie publique

La collectivité gestionnaire de la voirie peut mettre à la charge du gestionnaire du réseau de distribution le montant des travaux de réfection de la voirie dont elle a été maître d'ouvrage, dans la mesure où ils sont consécutifs à la réalisation de travaux intéressant le réseau concédé.

Ce montant étant destiné à réparer les dommages causés à la voirie publique, il n'est pas soumis à la TVA.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-50-10-60-20[illegible]

Le cas échéant, la collectivité gestionnaire de la voirie est fondée à répercuter au gestionnaire du réseau de distribution le coût TTC acquitté au titre des travaux qu'elle aura confiés à des entreprises extérieures.

Selon les dispositions de la circulaire interministérielle n° NOR/INT/B16/01970/N du 8 février 2016, les dépenses d'entretien de la voirie, payées à compter du 1er janvier 2016 et respectant les conditions applicables aux dépenses d'investissement, c'est-à-dire réalisées par un bénéficiaire du fonds de compensation de la TVA sur un équipement relevant de son patrimoine ou mis à disposition dans le cadre de transferts de compétence, sont considérées comme pouvant bénéficier des attributions de ce fonds.

D) Contributions hors champ d'application de la TVA

Sous réserve des dispositions réglementaires applicables, les contributions versées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans le cadre de travaux prévus à l'article 8 du présent cahier des charges et à son annexe 2bis relative à la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière ne sont pas soumises à la TVA.

E) Redressements en matière de TVA à l'initiative de l'administration fiscale

Dans l'hypothèse où l'autorité concédante ferait l'objet d'une notification de redressement en matière de TVA collectée sur les contributions versées par le concessionnaire en application du contrat, ces redressements de TVA collectée feront l'objet de factures rectificatives avec TVA à l'attention du concessionnaire en vue de leur paiement, et ce, considérant que le point de départ du droit à déduction pour le concessionnaire est l'émission de la facture rectificative par l'autorité concédante.

Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution

Les personnes que le gestionnaire du réseau de distribution fait assermenter pour la surveillance et la police de la distribution et de ses dépendances seront munies d'un titre attestant de leurs fonctions.

Article 54 — Élection de domicile

Le concessionnaire fait élection de domicile à :

- Pour le gestionnaire du réseau de distribution :
  Enedis – Direction Territoriale Rhône
  ZA les grillons- Allée de l'alambic
  69400 GLEIZE

- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :
  EDF Commerce - Direction Régionale
  196, avenue Thiers – 69006 LYON

Article 55 — Documents annexés au cahier des charges

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants :

- Annexe 1, définissant notamment les modalités convenues entre autorité concédante et concessionnaire concernant :
  - la redevance prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges,
  - la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution,
  - l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en application des dispositions de l'article 8 du cahier des charges,

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- le cas échéant, d'autres adaptations locales du contrat ;

- Annexe 2, définissant le schéma directeur des investissements et les programmes pluriannuels et son annexe 2A ;
- Annexe 2bis, relative au versement par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante maître d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT) ;
- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
- Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
- Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
- Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;

Les annexes au présent cahier des charges font partie intégrante du contrat de concession.

Les annexes 3, 4, 5, 6, 7, 7bis, 8 sont mises à jour dans les conditions fixées au présent contrat, sans mettre en cause les dispositions de celui-ci et sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

ANNEXE 1

ARTICLE 1
OBJET

1.1. La présente annexe a pour objet de définir les modalités pratiques de mise en œuvre de certaines des dispositions du cahier des charges, notamment celles figurant à ses articles 4, 6, 7, 8 et 44 et plus généralement, les modalités particulières convenues entre les parties pour l'exécution du contrat de concession.

1.2. Toute modification des dispositions de la présente annexe se fera par voie d'avenant au contrat de concession. Les parties peuvent néanmoins convenir, lorsqu'il s'agit d'une simple mise à jour, que cette modification pourra se faire par simple échange de lettres entre le représentant légal de l'autorité concédante et le concessionnaire.

ARTICLE 2
REDEVANCE DE CONCESSION

2.1. Contrepartie de dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la présente concession, la redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges, financée par le prix du service rendu aux clients du service public, comporte deux parts :

- la première, dite "**de fonctionnement**", couvre des dépenses annuelles de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'exercice du pouvoir concédant dans la présente concession, au titre des deux missions visées à l'article 1 du cahier des charges, telles que : contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, conseils donnés pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs, règlement des litiges entre les clients, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, coordination des travaux du gestionnaire du réseau de distribution et de ceux de voirie et des autres réseaux, études générales sur l'évolution du service concédé ou secrétariat.

  Cette redevance, dite « de fonctionnement », permet également, à titre accessoire, de financer certaines actions de l'autorité concédante permettant d'ancrer le réseau concédé dans la transition énergétique parmi celles ci-après :

  - Les études d'optimisation du raccordement des infrastructures intelligentes de recharge de véhicules électriques,
  - Les études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie,
  - La conception de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public dès lors que ces systèmes favorisent une gestion optimisée du réseau de distribution,
  - Les actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation d'électricité, y compris celles relatives au déploiement des compteurs communicants,
  - L'accompagnement des éco-quartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité.

  L'autorité concédante informe chaque année le concessionnaire des actions menées dans le cadre défini au paragraphe ci-dessus.

  Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R1** ;

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- La deuxième part, dite **"d'investissement"**, est la contrepartie d'un service rendu par l'autorité concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages établis ou modifiés postérieurement à l'entrée en vigueur du présent contrat et financés en tout ou partie par l'autorité concédante.

  Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante ou de ses communes ou groupements de communes membres permettant de mettre en œuvre, dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, notamment celles permettant de différer ou d'éviter le renforcement de ce réseau.

  Le montant de la redevance d'investissement est fixé conformément aux dispositions du 2.3 ci-après.

  Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R2**.

2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

2.2.1. Pour une année donnée, la détermination de R_1 fait intervenir les valeurs suivantes :

- L_C, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- P_C, population municipale[1] des communes de la concession ;
- P_D, population municipale[1] desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

  Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole[2] ou une communauté urbaine et :

  - si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole[2] ou d'une communauté urbaine : P_D est égal à P_C ;
  - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole[2] ou d'une communauté urbaine : P_D est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
  - si l'autorité concédante est une métropole[2] ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : P_D est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **ING_0**, valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année 1992, c'est-à-dire la valeur ING_0 du contrat de concession signé entre les parties le 30 janvier 1993 ;
- **ING**, index « ingénierie »[3] ;

[1] Nombre d'habitants, selon le dernier recensement officiel de l'INSEE, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente.
[2] Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.
[3] Calculé ou publié par l'INSEE ou tout autre index qui lui serait substitué.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

2.2.2. Le montant de la part R1 est déterminé, en euros, comme suit

2.2.2.1. Part R1 calculée

a- Au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat :

$$\mathbf{R1}_1 = (10{,}5\ \mathbf{L}_{C1} + 0{,}23\ \mathbf{P}_{C1}) \times (1+\mathbf{P}_{C1}/\mathbf{P}_{D1}) \times (0{,}02 \times \mathbf{D} + 0{,}5) \times (0{,}15 + 0{,}85\ \mathbf{ING}_1 / \mathbf{ING}_0)$$

Où $\mathbf{R1}_1$ désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et $\mathbf{L}_{C1}$, $\mathbf{P}_{C1}$, $\mathbf{P}_{D1}$ et $\mathbf{ING}_1$ désignent respectivement les valeurs $\mathbf{L}_C$, $\mathbf{P}_C$, $\mathbf{P}_D$ et **ING** retenues pour ledit calcul.
$\mathbf{ING}_1$ est la valeur de l'index ingénierie du mois de décembre de l'année précédant l'année d'entrée en vigueur du présent contrat.

La valeur du terme de regroupement $(1+\mathbf{P}_{C1}/\mathbf{P}_{D1})$ ne peut excéder 2.

Le montant de $\mathbf{R1}_1$ ainsi calculé pour l'année 2023, à titre indicatif, est de 436 285 euros, par application des valeurs suivantes connues au 31/12/2022 :

- $\mathbf{L}_{C1}$: 10 291,55,
- $\mathbf{P}_{C1}$: 414 275,
- $\mathbf{P}_{D1}$: 1 883 437,
- **D** : 25 ans,
- $\mathbf{ING}_1$: 130,4,
- $\mathbf{ING}_0$: 68,9.

La valeur définitive de $R1_1$ sera calculée par application des valeurs ci-dessus, actualisées au 31 décembre 2023, dans les conditions de l'article 2.6 ci-après.

b- Au titre de chaque année suivante :

$$\mathbf{R1}_n = \mathbf{R1}_{n-1} \times [\mathbf{L}_{Cn} / \mathbf{L}_{Cn-1} + \mathbf{P}_{Cn} / \mathbf{P}_{Cn-1} + (0{,}15 + 0{,}85 \times \mathbf{ING}_n / \mathbf{ING}_{n-1})] / 3$$

où :

- $\mathbf{R1}_n$, $\mathbf{L}_{Cn}$, et $\mathbf{P}_{Cn}$ désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année *n* et les valeurs $\mathbf{L}_C$ et $\mathbf{P}_C$ retenues pour ledit calcul en année *n* ;
- $\mathbf{R1}_{n-1}$, $\mathbf{L}_{Cn-1}$, $\mathbf{P}_{Cn-1}$ et $\mathbf{ING}_{n-1}$ désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs $\mathbf{L}_C$, $\mathbf{P}_C$ et **ING** retenues pour ledit calcul en année *n-1* ;
- $\mathbf{ING}_n$ valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année précédant l'année *n*.

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année *n*, $\mathbf{R1}_1$ est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de $\mathbf{L}_{C1}$ et de $\mathbf{P}_{C1}$ correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur $\mathbf{R1}_n$ de l'année d'entrée en vigueur de l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément aux stipulations du présent paragraphe.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

2.2.2.2. Part R1 à verser

Le montant **R1** calculé selon les modalités définies au 2.2.2.1. ci-dessus est modifié, le cas échéant, de façon à respecter les valeurs minimale et maximale suivantes :

a- Montant minimal de la part R1

Le montant $\mathbf{R1_1}$ dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

- La durée de la concession définie à l'article 48 du cahier des charges est au moins égale à 20 ans,
- L'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire, et le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges,
- L'autorité concédante ne perçoit aucune majoration de la redevance de concession du fait de la départementalisation du pouvoir concédant.

Population de la concession (P_C)	Montant minimal de $R1_1$ (en euros)
70 000 habitants ≤ P_c < 100 000 habitants	30 000
100 000 habitants ≤ P_c < 200 000 habitants	120 000
200 000 habitants ≤ P_c < 300 000 habitants	190 000
300 000 habitants ≤ P_c < 450 000 habitants	240 000
450 000 habitants ≤ P_c	360 000

Au titre des années suivantes, le montant $\mathbf{R1_n}$ calculé au titre de l'année *n* ne peut être inférieur, sous réserve du respect des conditions ci-dessus, à ces valeurs revalorisées chaque année en appliquant la formule d'indexation :

$$[\mathbf{L_{Cn}} / \mathbf{L_{Cn-1}} + \mathbf{P_{Cn}} / \mathbf{P_{Cn-1}} + (0{,}15 + 0{,}85 \times \mathbf{ING_n} / \mathbf{ING_{n-1}})] / 3.$$

b- Montant maximal de la part R1

Le montant $\mathbf{R1_1}$ dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 500 000 x (0,15 + 0,85 $\mathbf{ING_1}/\mathbf{ING_0}$) euros, soit 879 354,14 euros (calculé à titre indicatif);
- ou 600 000 x (0,15 + 0,85 $\mathbf{ING_1}/\mathbf{ING_0}$) euros, soit 1 055 224,96 euros (calculé à titre indicatif), lorsque la valeur de $(1+\mathbf{P_{C1}}/\mathbf{P_{D1}})$ est égale à 2.

Au titre des années suivantes, le montant $R1_n$ calculé au titre de l'année *n* ne peut excéder le montant maximal applicable l'année précédente, revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

$$(0{,}15 + 0{,}85\, \mathbf{ING_n}/\mathbf{ING_{n-1}}) \times [(\mathbf{L_{Cn}} / \mathbf{L_{Cn-1}} + \mathbf{P_{Cn}} / \mathbf{P_{Cn-1}})/2].$$

Le montant de la part R1 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire est égal à la part R1 calculée et modifiée, le cas échéant, selon les modalités précisées aux a- et b- ci-dessus, sans préjudice, le cas échéant, de l'application du 2.4 et du 2.5 ci-après.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

2.3. Part de la redevance dite "d'investissement"

2.3.1. Pour une année donnée, la détermination de **R2** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **B**, montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante au titre des travaux, à l'exclusion de toute opération de raccordement, dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé :
    - non financés en tout ou partie par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours du concessionnaire qui lui serait adjoint ou substitué,
    - après défalcation des montants des aides, participations et contributions relatives à ces travaux versés par le concessionnaire, dont les contributions prévues à l'article 10 du cahier des charges et l'abondement par ce dernier des dépenses effectuées par l'autorité concédante en vue d'améliorer l'intégration des ouvrages dans l'environnement suivant les modalités prévues à l'article 4 ci-après, ainsi que de toute participation de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres.

  Le montant B est déterminé à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment la totalité des coûts exposés[4] et les éventuels financements de tiers, adressés par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution.

  Dans l'éventualité où les documents ci-dessus ne suffiraient pas à établir la consistance et le coût des travaux effectivement supportés par l'autorité concédante, celle-ci communique également au gestionnaire du réseau de distribution tout document complémentaire probant.
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- $\mathbf{P_C}$, population municipale[1] des communes de la concession ;
- $\mathbf{P_D}$, population municipale[1] desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

  Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole[5] ou une communauté urbaine et :
    - si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole[5] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ est égal à $\mathbf{P_C}$;
    - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole[5] ou d'une communauté urbaine : $\mathbf{P_D}$ est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
    - si l'autorité concédante est une métropole[5] ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : $\mathbf{P_D}$ est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.

[4] Les coûts de maîtrise d'œuvre sont inclus dans la mesure où ils correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante.
[5] Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- **ING**$_n$, index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année précédant l'année *n*[6] ;
- **ING**$_{2016}$, valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;

- **I,** le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

- les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public permettant de réduire la puissance appelée en pointe et les luminaires à basse consommation, à savoir la source lumineuse, l'appareillage et l'optique associés, et le cas échéant les dépenses d'investissement des travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires à basse consommation, permettant de réduire d'au moins 50% la puissance maximale appelée par les installations d'éclairage public faisant l'objet des travaux, ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens du réseau de distribution, non électriquement ou non physiquement séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports, à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution ou dans le cadre de travaux réalisés en application du A) de l'article 8 du cahier des charges,
- les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les dispositifs de stockage d'énergie dédiés au soutien du réseau public de distribution d'électricité, et présentant un avantage technico-économique pour le réseau public de distribution concédé,
- les diagnostics et études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation des investissements susmentionnés.

La prise en compte dans le terme I des dépenses d'investissement ci-dessus est par ailleurs subordonnée au respect des conditions suivantes :

- Ces investissements ne doivent faire l'objet d'aucun autre financement de la part du gestionnaire du réseau de distribution ou par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué ;
- En vue d'assurer la bonne mise en œuvre du présent paragraphe et la prévention de différends relatifs à l'éligibilité au terme I, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de se concerter chaque année sur les investissements envisagés au titre de ce terme.

Le montant à prendre en compte au titre du terme I est déterminé :

- À partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment les coûts exposés[4] et les éventuels financements de tiers, adressées par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution,
- Après défalcation des montants des aides, participations ou contributions de tiers.

[6] Pour toute valeur de *n* supérieure à 1.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le montant hors taxes par habitant des investissements pris en compte au titre du terme I en année *n* ne peut excéder la plus élevée des deux valeurs suivantes : 4 euros ou 4 euros x (0,4 + 0,6 ING_n/ING_{2016}).

Lorsque le montant des investissements pris en compte dans le terme I au titre de l'année *n* n'atteint pas la plus élevée des deux valeurs ci-dessus, la différence entre cette valeur et ce montant vient compléter, en tant que de besoin et à concurrence de la somme nécessaire, le montant des investissements susceptibles d'être pris en compte dans le terme I au titre de la seule année *n+1*.

Les modalités pratiques d'application des conditions d'éligibilité au terme I sont précisées dans l'accord-cadre national du 28 juin 2019 entre la FNCCR, France urbaine et Enedis relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession.

2.3.2. Le montant de la part R2 est déterminé, en euros, comme suit

2.3.2.1. Part R2 calculée

L'autorité concédante opte pour la formule de calcul ci-dessous :

$$R2 = [(0{,}6\ \mathbf{B} + 0{,}1\ \mathbf{I}) \times (1+P_C/P_d)] \times (0{,}01 \times \mathbf{D} + 0{,}1)$$

L'autorité concédante a la faculté de changer de formule de calcul, en retenant la formule ci-dessous, une seule fois par période de 10 ans à compter de la date d'effet du contrat, sous réserve d'un délai de prévenance du gestionnaire du réseau de distribution de deux ans.

$$R2 = [(0{,}5\ \mathbf{B} + 0{,}2\ \mathbf{I}) \times (1+P_C/P_d)] \times (0{,}01 \times \mathbf{D} + 0{,}1)$$

Le montant de la part R2 déterminé ci-dessus est majoré, le cas échéant, selon les dispositions du paragraphe 2.4 ci-dessous. Ce montant correspond à la part R2 calculée. Ce montant s'entend hors toutes taxes.

2.3.2.2. Part R2 à verser

Le montant de la part R2 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire au titre de l'exercice *n* est égal à la moyenne de la part R2 calculée selon les modalités précisées au 2.3.2.1. ci-dessus au titre de l'exercice *n* et des parts R2 payées au titre des quatre années précédentes, soit :

$$[R2_{\text{versée au titre de n-4}} + R2_{\text{versée au titre de n-3}} + R2_{\text{versée au titre de n-2}} + R2_{\text{versée au titre de n-1}} + R2_{\text{calculée au titre de n}}] / 5$$

Pour la mise en œuvre de l'alinéa précédent, les montants des parts R2 versées au titre des années 2020, 2021, 2022 et 2023 sont réputés être les suivants :

- 2020 : 1 623 268 euros
- 2021 : 1 353 133 euros
- 2022 : 1 245 342 euros
- 2023 : 1 089 675 euros

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

2.3.2.3. Clause de revoyure

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la date de signature de l'accord-cadre entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF du 21 décembre 2017, la liste des investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

La redevance de concession déterminée au 2.2 et au 2.3 ci-dessus est majorée, comme défini ci-après, dès lors que la concession regroupe dans un département l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire au 31 décembre de l'année précédant le calcul de la redevance.
Pour chaque année calendaire *n*, la majoration départementale versée par le concessionnaire à l'autorité concédante est égale à : 150 000 euros + 25% x R2 calculée + 25% de la somme des parts couvertes par le tarif versées par le concessionnaire au cours de l'année *n-1*, dans la limite de la plus forte des deux valeurs :

300 000 euros et 300 000 x (0,8 + 0,2 x $\mathbf{ING}_n/\mathbf{ING}_{2009}$) euros,

où :

- $\mathbf{ING}_n$ valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre de l'année précédant l'année *n ;*
- $\mathbf{ING}_{2009}$, valeur de l'index « ingénierie »[3] du mois de décembre 2008, soit 98,6 (base 2010) ;
- Les parts couvertes par le tarif sont celles définies à l'annexe 2bis.

En cas de départementalisation du contrat, l'autorité concédante décidera d'affecter 100 000 euros à la part R1 et 200 000 euros à la part R2 de la redevance de concession. Le montant affecté à la part R1 ne peut être inférieur à 100 000 euros.

Conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017 :

- La majoration départementale calculée chaque année *n* dans les conditions prévues au 2ème alinéa du présent paragraphe est affectée par l'autorité organisatrice à chacune des parts R1 et R2, sans modification de la répartition en pourcentage appliquée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat ;
- Le montant de R1 à verser chaque année *n* dans les conditions prévues au paragraphe 2.2.2. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus ; le total ainsi obtenu correspond à la part R1 de la redevance à verser à l'autorité concédante ;
- Le montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités précisées au paragraphe 2.3.2.1. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus.

2.5. Pour la détermination du montant de la redevance à verser au titre des années calendaires de l'entrée en vigueur du contrat et de l'expiration de celui-ci, il sera procédé comme suit :

- La valeur des termes R1 et R2 correspondant à la totalité de l'année calendaire en cause sera calculée conformément aux modalités précédentes,

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- Le montant à verser par le concessionnaire au titre de chaque part sera égal au produit du terme correspondant ainsi calculé par le rapport du nombre de jours de l'année calendaire en cause restant à courir à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat – ou écoulés jusqu'à la date d'expiration de celui-ci – au nombre total de jours de cette année.

2.6. Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de L_C. La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Cet état détaillé comprend les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues au paragraphe 2.3 ci-dessus. Avant le 15 juin, le gestionnaire du réseau de distribution fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1er juillet de ladite année par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution. Il comprend notamment les mentions obligatoires en vertu de la réglementation relative à la TVA. La redevance est versée par le gestionnaire du réseau de distribution avant le 31 juillet de ladite année.

Tout retard dans la transmission des éléments mentionnés à l'alinéa ci-dessus se traduit par un report du même nombre de jours des échéances mentionnées au même alinéa et du versement de la redevance. Il en va de même en cas de réception d'éléments incomplets.

En cas de retard du gestionnaire du réseau de distribution dans le règlement de la redevance, l'autorité concédante pourra, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

ARTICLE 3
REDEVANCES D'OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC COMMUNAL

Le gestionnaire du réseau de distribution versera à chaque gestionnaire du domaine public concerné les redevances dues en raison de l'occupation du domaine public communal en application de la législation en vigueur et mentionnées à l'article 4 B) du cahier des charges.

En cas d'accord à cet effet entre ces gestionnaires et l'autorité concédante, dûment notifié au gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra verser à l'autorité concédante les redevances d'occupation du domaine public communal concernées.

ARTICLE 4
INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT

A - En application du A) de l'article 8 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans les conditions ci-après.

Le montant de cette contribution est fixé chaque année, d'un commun accord entre les parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

Si certaines opérations du programme de l'année *n* ne sont pas achevées au 31 décembre de l'année *n*, ces opérations seront imputées sur le montant de la contribution de l'année *n*, sous réserve qu'elles soient achevées avant le 31 décembre de l'année *n+1*.

Le montant de la contribution ainsi convenu est fixé et versé suivant des modalités et dans des délais définis aux termes d'une convention spécifique de mise en œuvre du présent article 4 de l'annexe 1 au cahier des charges.

En cas de retard du concessionnaire dans le versement de cette contribution — ou de l'une de ses fractions, si celle-ci doit être versée en plusieurs fois — l'autorité concédante peut, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

B - Les périmètres et pourcentages visés aux alinéas 2, 3 et 4 du B) de l'article 8 du cahier des charges sont définis comme suit :

a) Périmètre visé à l'alinéa 2 :
Les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée lorsqu'elles se situent, selon la perspective visuelle, dans un périmètre de 500 m autour des immeubles classés parmi les monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits.

b) Pourcentage visé à l'alinéa 3 :
En agglomération et en dehors des zones définies en a) (la zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le code de la route) : les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeuble ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 60 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

c) Pourcentage visé à l'alinéa 4 :
En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de 40 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

ARTICLE 5

MAITRISE D'OUVRAGE

A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France Urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit :

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Origine des travaux	Nature des travaux	Complément nature des travaux	Urbaine	Rurale
Renforcements				
Renforcements HTA	Levée de contrainte électrique HTA	levée de contrainte électrique existante sur les réseaux HTA	Enedis	Enedis
		levée de contrainte électrique occasionnée par un raccordement d'un client HTA	Enedis	Enedis
Sécurisation HTA Renouvellement HTA	Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé		Enedis	Enedis
Renforcements BT	Levée de contrainte électrique BT	levée de contrainte électrique existante sur les réseaux BT	Enedis	SYDER
		levée de contrainte électrique occasionnée par un raccordement d'un client BT individuel ou collectif en soutirage ou par une augmentation de puissance d'un client existant	Enedis	SYDER (1)
		levée de contrainte électrique occasionnée par un raccordement d'un client BT individuel ou collectif en injection	Enedis	Enedis
Sécurisation BT	Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation du réseau BT	Enedis SYDER(ART 8)	SYDER (FACE, art 8) Enedis(2)
Extension HTA pour raccordement	Pour raccordement d'une installation de consommation ou de production en HTA		Enedis	Enedis

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Extension BT hors terrain d'assiette des opérations (au sens du D342.2 du code de l'énergie) (3)	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation		Enedis	SYDER
	Extension BT hors terrain d'assiette pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC, ZA, ZI …	Réseau d'amenée HTA, création poste HTA/BT et réseau d'amenée BT hors terrain d'assiette MOA Communale / Intercommunale	Enedis	SYDER
	Extension BT hors terrain d'assiette pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) d'une ZAC, ZA, ZI …	Réseau d'amenée HTA	Enedis	Enedis SYDER (4)
		Réseau d'amenée BT	Enedis	SYDER
	Extension BT hors terrain d'assiette pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement)	Réseau d'amenée HTA	Enedis	Enedis
		Réseau d'amenée BT	Enedis	SYDER
	Extension BT pour le raccordement d'une installation individuelle de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation de consommation		Enedis	SYDER (5)
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation		Enedis	SYDER (5)

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production		Enedis	Enedis
Branchements	Branchement individuel BT installation de consommation sans extension		Enedis	Enedis SYDER (7)
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension		Enedis	Enedis SYDER (8)
	Branchement collectif BT		Enedis	Enedis
	Modifications de branchements à la demande de tiers individuel ou collectif		Enedis	Enedis
	Renouvellement de branchement individuel ou collectif		Enedis	Enedis
	Branchement installation de production		Enedis	Enedis
Ouvrages BT sur terrain d'assiette (ou en servitude de passage)	Ouvrage sur terrain d'assiette d'une opération collective (au moins 3 PDL) hors ZAC, ZA, ZI …	Réseau intérieur HTA et création poste HTA/BT sur terrain d'assiette, réseau BT et branchements liaison A MOA Communale / Intercommunale	Enedis	SYDER
		Réseau intérieur HTA et création poste HTA/BT sur terrain d'assiette, réseau BT et branchements liaison A Hors MOA Communale / Intercommunale	Enedis	Enedis
	Ouvrages sur terrain d'assiette d'une opération collective dans les ZAC, ZA, ZI …	Réseau HTA intérieur et les postes HTA/BT	Enedis	SYDER (4) Enedis
		Réseau BT	Enedis	SYDER
	Ouvrage sur terrain d'assiette ou en servitude de passage d'une opération individuelle	Réseau d'amenée existant (pas de nécessité d'extension en domaine public, extension uniquement en domaine privé)	Enedis	Enedis

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

		Réseau d'amenée inexistant (Nécessité d'une extension en domaine public et en domaine privée)	Enedis	SYDER
Intégration des ouvrages dans l'environnement (6)			SYDER	SYDER
Déplacements ou modification d'ouvrage	Réseau HTA –BT - Poste et branchement y compris EP		Enedis	Enedis

(1) y compris adaptation aux charges du transformateur
(2) Enedis MOA en rural dans le cadre du renouvellement de réseau
(3) Les extensions HTA rendues nécessaires par un raccordement BT sont traitées dans le cadre des extensions BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie sauf pour les ZAC, ZA, ZI …
(4) SYDER uniquement pour les ZAC < 10 000 m2 et raccordable directement sur le réseau HTA existant à proximité de la zone.
(5) L'extension BT est définie au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges et intègre tout renforcement associé pour le raccordement de ces installations soit une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation de consommation individuelle ou une installation publique de production ≤ 36 kVA simultané avec le raccordement d'un bâtiment public neuf.
(6) Le SYDER pourra ponctuellement réaliser des opérations d'effacement de réseau HTA après accord d'Enedis. Pour chaque opération, en amont de la proposition du SYDER à la collectivité, Enedis apportera une validation technique de la solution à retenir par le SYDER
(7) Branchements individuels d'infrastructures de recharge de véhicules électriques (hors immeubles) à l'initiative du SYDER.
(8) Branchements individuels d'infrastructures de recharge de véhicules électriques (hors immeubles) suite à extension sous maîtrise d'ouvrage du SYDER, quel que soit le maître d'ouvrage de ces infrastructures.

B) Définitions

Dans le tableau ci-dessus, le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini comme suit :
Commune rurale : commune dans laquelle les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.
Commune urbaine : toute autre commune de la concession

Dans le tableau ci-dessus, la nature des travaux est définie comme suit :

Renforcement des réseaux BT : travaux ayant pour objet la résorption des contraintes existantes de tension, d'intensité et de capacité sur le réseau BT, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau ; ils incluent le renforcement des réseaux BT et, le cas échéant, des postes HTA/BT et la reprise et création de réseau HTA nécessaire au poste.

Renforcement des réseaux HTA : tous les travaux de renforcement des réseaux HTA.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aériens en vue de réduire la fréquence et l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'intempéries sévères, par dépose des réseaux BT fil nu en l'absence de contraintes électriques, avec en priorité la dépose du réseau BT fil nu de faible section. Ces travaux consistent en une amélioration de la résistance mécanique des ouvrages par le remplacement des conducteurs nus en basse tension par du câble torsadé ou par la mise en souterrain de réseau aérien.

Sécurisation des réseaux HTA : travaux réalisés sur les réseaux HTA en vue de réduire la fréquence et l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'intempéries ou de conditions climatiques sévères.

Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production : extensions HTA au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement HTA d'une installation de consommation ou de production

Extension HTA nécessitée par un raccordement BT : part de l'allongement du réseau HTA pour raccorder un poste HTA/BT nécessité par un raccordement BT d'une installation de consommation

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou intercommunale : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation communale ou inter communale.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou inter communale) : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation, à l'exception d'une installation communale ou inter communale.

Extension BT pour raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) hors ZAC : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective dans les ZAC.

Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement) : extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (immeuble, lotissement).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec le raccordement d'une installation individuelle de consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation individuelle de consommation.

Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation : extension BT au sens

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultané avec le raccordement d'un bâtiment public neuf.

Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement de toute installation de production (hors raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production ≤ 36 kVA simultané avec un bâtiment public neuf).

Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation réalisé sans extension.

Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation BT réalisé avec extension.

Branchement de toute installation de production: branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges de toute installation de production.

Ouvrage de branchement BT dans le cadre d'ajout de point(s) de livraison (réhabiltaton d'immeuble, ouvrage collectif de branchement (OCB) existant,...): travaux de modification et/ou ajout de branchements sur immeuble ou parcelle existants desservis.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif conduite sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale.

Effacement : travaux d'effacement dont la finalité est l'amélioration de l'intégration des ouvrages dans l'environnement, laquelle peut notamment concourir à la sécurisation du réseau, par de l'enfouissement ou de la pose suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

Opération sous maitrise d'ouvrage communale ou intercommunale : projets dont le pétitionnaire de l'autorisation d'urbanisme (ou à défaut le demandeur) sont:

- La commune ou l'établissement public de coopération intercommunal auquel elle a adhéré par transfert de compétence
- Les syndicats de communes (L.5210-1 du CGCT « le syndicat de communes est un EPCI associant des communes en vue d'œuvres ou de services d'intérêt intercommunal ») quelle que soit leur forme (SIVU, SIVOM)
- Les syndicats mixtes fermés (regroupement de communes et d'EPCI) et ouverts (regroupement de collectivités territoriales)

Bâtiment public neuf : la notion de bâtiment public neuf est liée à l'identité du demandeur du raccordement qui doit être : une collectivité (commune, département ou région) ou un établissement public de coopération intercommunale.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 6
MISE A DISPOSITION DE L'AUTORITE CONCEDANTE D'INFORMATIONS SUR L'ETAT DU RESEAU CONCEDE

Chaque année, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sans facturation additionnelle à l'autorité concédante, à sa demande les informations nécessaires (état décrivant les contraintes, y compris la chute de tension dans le transformateur, et caractéristiques du réseau basse tension) lui permettant d'identifier le nombre et la localisation des départs du réseau basse tension nécessitant des travaux de renforcement relevant de sa maîtrise d'ouvrage et, le cas échéant, de procéder à l'instruction des avis d'urbanisme.
Cette communication est accompagnée d'un avis du gestionnaire du réseau de distribution précisant les départs pour lesquels des travaux de renforcement sont à réaliser de façon prioritaire. L'autorité concédante informe le gestionnaire du réseau de distribution de son programme prévisionnel de travaux.
En outre, le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des données qualifiées ou des informations issues des dispositifs de comptage aux fins de suivi de la qualité de fourniture. Les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante qu'après le consentement de la personne concernée.

ARTICLE 7
TRAVAUX SOUS TENSION

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à réaliser ou faire réaliser sous tension les travaux dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, aussi bien en haute qu'en basse tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général.

L'autorité concédante, pour les travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage, s'engage à réaliser ou faire réaliser ceux-ci sous tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général, sauf disposition contraire convenue entre les parties.

ARTICLE 8
COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION

Le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre du compte-rendu d'activité du concessionnaire afférent à la concession, établi conformément à l'article 44 du cahier des charges, les indicateurs suivants :

A) Indicateurs relatifs à la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité

1° Caractéristiques de la concession

- Nombre d'utilisateurs desservis par le réseau concédé
- Quantités d'énergie acheminée (en kWh)
- Recettes d'acheminement détaillées par puissance

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- Quantité d'énergie produite par type de production (en kWh)
- Puissance nouvelle raccordée (consommation / production en kVA)
- Nombre de compteurs Linky posés
- Nombre de compteurs Linky communicants posés.

2° Indicateurs descriptifs physiques des ouvrages

- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension HTA
- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension BT, dont
- Longueur des fils nus de faibles sections (≤14 mm² Cu et ≤22 mm² Alu)
- Longueur moyenne des 10% de départs les plus longs (km)
- Taux d'enfouissement du réseau HTA
- Taux d'enfouissement du réseau BT
- Répartition par tranche d'âge de 10 ans des différents types d'ouvrage
- Nombre de postes HTA/BT par catégories :
- dont poste sur poteau H61
    - dont poste cabine haute
    - dont poste cabine basse
- Nombre moyen d'OMT/départ HTA aérien

3° Indicateurs relatifs aux raccordements

- Nombre de raccordements neufs de consommateurs au réseau public de distribution réalisés
    - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA
        - dont raccordements individuels sans adaptation de réseau
        - dont raccordements collectifs sans adaptation de réseau
        - dont raccordements individuels et collectifs avec adaptation de réseau
    - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance comprise entre 36 kVA et 250 kVA
    - dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA
- Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36 kVA réalisés
    - dont nombre de raccordements sans adaptation de réseau
    - dont nombre de raccordements avec adaptation de réseau
- Envoi des devis de raccordement :
    - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
    - délai moyen d'envoi du devis pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
    - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
    - délai moyen d'envoi du devis pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau).

4° Indicateurs de performance : qualité de la distribution et continuité d'alimentation

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues (en minutes)
- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel[7] (en minutes)
  - dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité
  - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
  - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.

- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues
- Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues.
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues, toutes causes confondues
  - dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues, hors incidents BT
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 30 coupures brèves, toutes causes confondues
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues
  - dont nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, hors incidents BT
- Nombre de clients BT affectés par une interruption de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures consécutives, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture.
- Taux (en %) de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté[8]

[7] Les incidents exclus des statistiques de coupure de façon à déterminer l'indicateur « hors incidents exceptionnels » sont ceux qui sont définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations tarifaires comme des évènements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

[8] Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1er de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point de livraison HTA dont la tension d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle.
- Nombre de clients BT mal alimentés
- Taux (en %) de clients BT mal alimentés.

5° Indicateurs de la qualité du service au client

- Taux de mise en service sur installation existante dans les délais standards ou convenus
- Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus
- Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA (entre date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et date réelle de mise en exploitation), pour les branchements simples C5
- Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours calendaires
- % des réclamations des clients particuliers (segment C5), concernant les activités suivantes :
  - Raccordement
  - Relève et facturation
  - Accueil
  - Intervention techniques et mises en service
  - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
  - Nombre d'appels reçus
  - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

6° Indicateurs de satisfaction des clients

- Taux de satisfaction globale :
  - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
  - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
  - des clients Entreprises raccordés en BT ou HTA, avec une puissance supérieure à 36 kVA
- Taux de satisfaction spécifique aux raccordements :
  - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
  - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

7° Indicateurs sur les éléments financiers

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
  - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :

techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité ou supérieure à 110% de la tension nominale.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
- Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
- Production stockée et immobilisée,
- Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
- Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
- Total des autres produits d'exploitation,

- Rubriques relatives aux charges d'exploitation :
  - Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
  - Charges de personnel,
  - Redevances de concession,
  - Impôts et taxes,
  - Charges centrales et autres charges d'exploitation,
  - Charges calculées :
    - dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
    - autres amortissements,
    - autres dotations d'exploitation.

- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

8° Indicateurs relatifs au patrimoine concédé

- Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés avec un détail par catégories d'ouvrages (en euros) :
  - Valeur brute des ouvrages
  - Amortissement cumulés
  - Valeur nette comptable
  - Provisions pour renouvellement cumulées
  - Valeur de remplacement
- Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :
  - Valeur brute au 1er janvier
  - Mises en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets
  - Retraits en valeur brute dans l'année
  - Valeur brute au 31 décembre
- Information sur les durées d'amortissement par catégories d'ouvrages
- Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégories d'ouvrages, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement (en euros)

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

B) Indicateurs relatifs à la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente

1° Caractéristiques de la concession

a) Caractéristiques des clients de la concession :

- Nombre total de clients de la concession aux tarifs réglementés de vente (TRV) au 31 décembre
- Nombre de clients ayant souscrit un contrat TRV au cours de l'exercice
- Nombre de clients ayant résilié leur contrat TRV au cours de l'exercice
- Ventilation[9] des clients de la concession au 31 décembre
    - par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
    - par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public
    - par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3 kVA, 6 kVA, 9 kVA, 12 kVA et plus

b) Caractéristiques des ventes d'électricité sur la concession :

- Energie facturée (en kWh) par tarif et option au cours de l'exercice
- Recettes facturées (en euros) par tarif au cours de l'exercice

2° Qualité du service rendu aux clients

a) Facturation :

- Nombre de clients ventilés par fréquence de facturation au 31 décembre
- Nombre de clients bénéficiant d'une facturation électronique au 31 décembre
- Nombre total de factures émises au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base du relevé effectué par le client au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base d'un télé-relevé au cours de l'exercice
- Nombre de factures rectificatives au cours de l'exercice

b) Traitement des difficultés de paiement des clients particuliers de la concession :

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice

[9] Les segmentations des tarifs, options et puissances souscrites sont mentionnées telles qu'elles existent à la date de signature du présent contrat. Les clients résidentiels correspondent aux clients particuliers.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré[10], au titre de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles
- Nombre de réductions de puissance effectuées pendant la période hivernale[11]
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

- Nombre de conseils tarifaires dispensés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients particuliers au cours de l'exercice
- Nombre de clients particuliers bénéficiant d'un accompagnement énergie de la part du fournisseur aux tarifs réglementés de vente au cours de l'exercice
- Nombre de souscriptions sans interruption de fourniture au cours de l'exercice
- Nombre d'appels téléphoniques traités pour les clients particuliers au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre de pages vues sur le(s) site(s) internet proposé(s) au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre d'espaces internet client ouverts au 31 décembre, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Modalités de contact et d'accueil proposées aux clients par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente (sites internet, services téléphoniques, points d'accueils, ...)

d) Traitement des réclamations des clients particuliers de la concession :

- Nombre total de réclamations écrites[12] reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie[13] :
  - Accueil
  - Contrat
  - Facturation
  - Qualité de fourniture et réseau
  - Recouvrement
  - Relation avec le distributeur
  - Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

e) Satisfaction des clients :

- Taux de satisfaction des clients résidentiels à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Taux de satisfaction des clients non résidentiels à la même maille.

3° Eléments financiers de la concession :

[10] A la date de signature du présent contrat : le 1er novembre de l'année dont il est rendu compte
[11] A la date de signature du présent contrat : du 1er janvier au 31 mars inclus et du 1er novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte
[12] Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique
[13] Répartition à la date de la signature du présent contrat.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Etablis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R.337-18 du code de l'énergie :

- Chiffre d'affaires ;
- Coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

ARTICLE 9

EXERCICE DU CONTROLE

Les opérations de contrôle du bon accomplissement par le concessionnaire de ses missions, mentionnées à l'article 44 du cahier des charges, sont organisées par l'autorité concédante. Sans préjudice de la faculté pour les agents de contrôle de l'autorité concédante de procéder à tout moment à toutes vérifications et de prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de leur mission, l'autorité concédante a la faculté d'exercer un contrôle annuel dans le cadre précisé ci-après.

Pour les missions périodiques ainsi diligentées par l'autorité concédante, les parties conviennent des principes ci-après.

A) Information préalable

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins 3 mois avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) que désigné(s) à l'article 54 du cahier des charges.
Elle précise, notamment, l'objectif de la mission, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à 2 mois.

B) Organisation de la mission de contrôle

A la demande de la partie la plus diligente, une réunion préparatoire pourra être organisée afin de compléter ou de préciser les indications ainsi notifiées et de convenir du calendrier de la mission.

C) Déroulement de la mission de contrôle

Dans le cadre du calendrier ainsi convenu, le concessionnaire désigne des agents qualifiés qui sont les interlocuteurs des agents de contrôle de l'autorité concédante et qui leur fournissent les informations utiles à l'exercice de leur mission de contrôle sans préjudice des dispositions du D) ci-après.
En toutes circonstances, les agents de contrôle de l'autorité concédante veilleront à limiter au strict nécessaire la gêne occasionnée à l'exploitation.

D) Informations sensibles

Les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, dont la liste figure notamment à l'article R. 111-26 du code de l'énergie, seront remises par le

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

concessionnaire exclusivement à l'agent de contrôle de l'autorité concédante habilité et assermenté[14] à cet effet.
Ces informations lui seront remises en main propre contre signature d'une attestation mentionnant notamment la date de la mission de contrôle, l'identité de l'agent de contrôle et la description des informations remises.
Cet agent devra être en mesure de présenter aux représentants du concessionnaire tout titre ou document attestant de sa désignation par l'exécutif de l'autorité concédante, de son habilitation à recevoir les informations ci-dessus et de sa prestation de serment.

Sans préjudice de la protection par la loi d'autres données, les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le concessionnaire à l'agent de contrôle qu'après le consentement de la personne concernée.

E) Rapport de contrôle intégrant les préconisations de l'autorité concédante

A l'issue de ces opérations de contrôle périodique, si l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante formule des recommandations relatives à l'exécution du contrat par le concessionnaire, il notifie le projet de rapport à ce dernier. Celui-ci dispose d'un délai de 8 semaines pour apporter ses observations.

Un exemplaire du rapport final est transmis au concessionnaire. Ce dernier présente, le cas échéant, les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'autorité concédante dans un délai de 6 semaines.

L'autorité concédante arrête le montant de la pénalité mentionnée à l'article 46 du cahier des charges au plus tard dans les douze mois suivant la date d'expiration de la mise en demeure qu'elle a adressée au concessionnaire dans le cadre de l'exercice de son contrôle de la concession.

ARTICLE 10
MOYENS DE DESSERTE DECENTRALISES NON CONNECTES A L'ENSEMBLE DU RESEAU

A) Conditions de mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1er du cahier des charges et incluant notamment la desserte rationnelle du territoire national, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent mettre en œuvre d'un commun accord des moyens de desserte décentralisés non raccordés au réseau public de distribution d'électricité existant, à partir d'une source de production autonome d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque[15] et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

Conformément au septième alinéa de l'article 2 du cahier des charges, la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés doit satisfaire à un motif d'intérêt général. A cet effet, et préalablement à sa mise en œuvre, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution examinent conjointement l'intérêt technico-économique de l'opération projetée par rapport à un raccordement au réseau public de distribution d'électricité.

Pour qu'une solution reposant sur la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés soit retenue en substitution à une extension du réseau existant, elle doit en particulier être mise en œuvre conformément

[14] Conformément à la législation en vigueur
[15] Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

aux règles techniques du gestionnaire de réseaux, présenter un coût global actualisé pour la collectivité nationale inférieur à celui relatif à une alimentation à partir d'une extension du réseau public de distribution d'électricité et favoriser le développement d'une activité contribuant à l'aménagement du territoire. Elle doit en outre s'accompagner d'un engagement de non raccordement du site au réseau pendant 5 ans, à besoin constant.

Lorsque la maîtrise d'ouvrage des travaux est assurée par l'autorité concédante, l'accord des parties est matérialisé par la signature préalable par le gestionnaire du réseau de distribution d'un document de prise en concession de l'installation projetée après examen du dossier correspondant.

Dans les cas où les conditions mentionnées précédemment sont satisfaites, les moyens de desserte décentralisés intègrent les ouvrages concédés conformément aux dispositions de l'article 2 du cahier des charges.

Les moyens de desserte décentralisés incorporés dans la concession (ci-après « installations en site isolé ») comprennent l'ensemble des installations en amont des bornes de sortie du disjoncteur des clients, soit :

- les installations de production proprement dites : champ de modules photovoltaïques, avec leur boîtier de raccordement, et/ou générateur éolien ou générateur hydroélectrique ;
- la batterie de stockage de l'énergie, associée à un système de contrôle de la charge et de la décharge destiné à protéger la batterie ;
- le cas échéant, l'onduleur assurant la transformation du courant continu en courant alternatif 230 volts ;
- les ouvrages de distribution compris entre la source de production d'énergie et les bornes de sortie des disjoncteurs des usagers.

Pour les générateurs hydrauliques, les installations en concession comprennent la turbine et tous les systèmes de régulation, à l'exclusion des vannes et de leur asservissement, des ouvrages de génie civil, conduites forcées, bassins de captage d'eau.

Pendant la durée du contrat de concession, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de toute évolution significative des usages et/ou des caractéristiques techniques des installations en site isolé mises en œuvre conformément aux dispositions mentionnées ci-dessus, en particulier lorsque ces usages ou ces caractéristiques sont devenues notoirement en écart par rapport à la situation initiale.

Dans l'hypothèse où il serait nécessaire d'augmenter la capacité de l'installation en site isolé eu égard aux évolutions des besoins des clients desservis par cette installation, l'augmentation de puissance fait l'objet d'une étude par le maître d'ouvrage concernée visant à déterminer la solution technique la mieux adaptée pour satisfaire cette demande comme s'il s'agissait d'une nouvelle desserte.

Sur la base des informations communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra décider, le cas échéant, en accord avec l'autorité concédante, de mettre fin à l'exploitation d'une installation en site isolé et d'organiser son retrait du périmètre de la concession.

Par ailleurs, à l'échéance de la durée d'amortissement de chaque installation en site isolé fixée à 20 ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution en charge de l'exploitation du site isolé se rapprochent afin d'évaluer l'intérêt d'une poursuite de l'activité de ce dernier au regard des conditions énoncées au troisième alinéa du présent article, appréciées à la date de l'évaluation précitée, et du renouvellement de ladite installation.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés

Le concessionnaire fournit un état annuel récapitulant, au 31 décembre de l'année précédant la production de cet état, les installations en site isolé. Cet état précise la localisation de chaque installation, sa puissance et la date d'entrée en concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution précise la liste des sites isolés dont il a été mis fin à l'exploitation, d'un commun accord avec l'autorité concédante, au cours de l'année précédant la communication de l'état annuel mentionné ci-dessus.

Le concessionnaire communique à l'autorité concédante l'état annuel mentionné au premier alinéa au plus tard le 1er juin de chaque année civile.

ARTICLE 11
EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION

En cas de modification des dispositions législatives relatives à la tension maximale des réseaux publics de distribution, les parties précisent par voie d'avenant, en tant que de besoin, les modalités de gestion par le concessionnaire des éventuels ouvrages et installations concernés de tension égale ou supérieure à 50 000 volts, sous réserve des droits des autres gestionnaires de réseau public d'électricité.

ARTICLE 12
CONDITIONS DE VERSEMENT DES CONTRIBUTIONS DES COMMUNES OU DES ETABLISSEMENTS PUBLICS DE COOPERATION INTERCOMMUNALE

Lorsqu'elle est débitrice de la contribution prévue aux articles L. 342-6 et L. 342-11 du code de l'énergie, la commune, ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour la perception des participations d'urbanisme, procède au mandatement des sommes dues à l'issue des travaux, permettant un règlement dans un délai maximal de 45 jours, à réception de la facture.

Le dépassement du délai de paiement ouvre de plein droit et sans autre formalité le bénéfice d'intérêts moratoires, à compter du jour suivant l'expiration du délai.

ARTICLE 13 - DISPOSITIONS PARTICULIERES
MISE A DISPOSITION DE DONNEES COMPLEMENTAIRES POUR ACCOMPAGNER LA TRANSITION ENERGETIQUE

En complément des données mises à disposition par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante, conformément au cadre législatif et réglementaire en vigueur, les deux Parties conviennent d'établir ensemble une convention spécifique pour définir et organiser leur partenariat pour accompagner la Transition Energétique.

ARTICLE 14 - DISPOSITIONS PARTICULIERES
INCIDENCE D'UNE DECISION DE JUSTICE DEVENUE DEFINITIVE

Dans l'éventualité où il résulterait d'une décision de justice devenue définitive des évolutions dans l'interprétation des obligations pesant sur le concessionnaire au titre du précédent contrat en matière de constitution de passifs et, au titre du présent contrat, en matière de fixation de l'indemnité en cas d'expiration de la concession, les parties conviennent de se rencontrer, sur demande de la partie la plus diligente, afin d'en tirer les conséquences.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

L'ELECTRICITE EN RESEAU

ATTESTATION n° : _____ (une attestation par groupement d'affaires)
PERIODE DU : _____ (une attestation globale par mois)

ATTESTATION D'INVESTISSEMENT
SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ
ETABLIE POUR LE CALCUL DE LA REDEVANCE DE CONCESSION

Annexe 1 au cahier des charges de la concession

I – MAITRE D'OUVRAGE :
Nom et adresse de l'autorité concédante
Représenté par *nom du président ou du maire*

II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :
Trésorerie de *nom de la trésorerie*

III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :
Enedis
Adresse de la Direction Territoriale

IV – CONTRAT :
Contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique signé le *date de signature du contrat*

V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :
Voir le tableau annexé à la présente attestation.

VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :
Après réception par *nom du concédant*, les ouvrages ont été mis à la disposition du concessionnaire de distribution publique d'énergie électrique aux dates indiquées dans le tableau annexé à la présente attestation.

VII– PROGRAMME & FINANCEMENT :
Voir le tableau annexé à la présente attestation. Sont exclus tous les travaux bénéficiant des aides versées par le CAS FACE.

VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :

Mandats			Montants (euros)		
Exercice	Date	N°	TTC	H.T.	T.V.A.
			,	,	,
			,	,	,

MAITRE D'OUVRAGE
Fait à :
Le :
Cachet du maître d'ouvrage
Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC
Fait à :
Le :
Cachet
Signature

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU

ATTESTATION D'INVESTISSEMENT N° _____ POUR LA PERIODE DU XX/XX/XXXX AU XX/XX/XXXX

NATURE ET SITUATION DES BIENS						FINANCEMENT		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)		
N° affaire Enedis (ex. D327/XXX)	**N° affaire autorité concédante**	**Nature du bien** (à titre d'exemple : réseau BT, poste HTA/BT, réseau HTA)	**Type de travaux** (renforcement, effacement, sécurisation, étude, ...)	**Commune / lieu-dit**	**Situation du bien** (préciser adresse postale ou repère géographique)	**Nature du financement** Préciser la nature et la répartition des financements : fonds propres, article 8, convention, autres	**En cas de financement par des tiers :** Indiquer le montant de la participation des tiers	**Date de mise à disposition du bien**	**Date de mandatement**	**Montant TTC**	**Montant HT**	**Montant TVA**

MAITRE D'OUVRAGE
Fait à :
Le :
Cachet du maître d'ouvrage
Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC
Fait à :
Le :
Cachet
Signature

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 2

SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENT

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :

- *un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;*
- *des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;*
- *un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).*

Il est recommandé d'engager les travaux de préparation du schéma directeur et du premier programme pluriannuel d'investissement, incluant le diagnostic, qui est une des composantes d'un bilan de fin de contrat, 12 à 18 mois avant l'échéance du contrat de concession. Cette recommandation est à adapter en fonction de la taille et des particularités de chaque autorité concédante.

Article 1 – Principes généraux de la démarche

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de concession pour ce qui concerne la programmation des investissements et a pour objet de définir l'ambition pour le réseau, notamment de qualité, à l'échéance du schéma directeur afin de guider les choix d'investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité sur la durée du contrat.

Les dispositions locales mentionnées à l'article 8 de la présente annexe font l'objet d'une annexe complémentaire 2-A visant à préciser les règles du dispositif de gouvernance et le contenu des éléments techniques nécessaires à l'élaboration du schéma directeur et du programme pluriannuel des investissements.

Les orientations du schéma directeur seront prises en compte pour établir les programmes pluriannuels successifs à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession.

L'objectif de ce schéma directeur est la définition de zones géographiques prioritaires en matière d'amélioration de qualité de fourniture et l'accompagnement des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution. L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un diagnostic détaillé et partagé entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession, la dynamique des territoires liée aux évolutions des puissances et consommations de la concession et le développement des énergies renouvelables.

Le schéma directeur ou les programmes pluriannuels peuvent aussi intégrer des actions de modernisation du réseau associées à la mise en place de nouvelles technologies (réseaux intelligents, bénéfices associés à la mise en place progressive de Linky) ou de nouvelles modalités de gestion du réseau comme les flexibilités locales telles que définies à l'article 24 du cahier des charges.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

L'élaboration d'un schéma directeur et du premier programme pluriannuel résulte de six étapes successives dont le contenu est détaillé dans les articles suivants :

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La réalisation de prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession ;
- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour de valeurs repères pouvant porter sur la qualité, la fiabilisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ;
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les ambitions ;
- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier associé ;
- Les modalités de suivi de ce programme.

Article 2 – Diagnostic technique

Le diagnostic technique s'appuie sur le descriptif du territoire de la concession et des ouvrages concédés en faisant un état des lieux technique précis, notamment par une évaluation de la performance dans le temps du réseau et une identification des zones géographiques en écart sur le territoire de la concession.

Pourront ainsi être notamment évoqués :

- *La description physique du réseau,*
- *L'évolution du critère B,*
- *La fréquence de coupures sur incidents du réseau de distribution,*
- *La fréquence de coupures pour travaux,*
- *Les résultats en termes de continuité de fourniture et de tenue de la tension du décret qualité,*
- *La fiabilité des réseaux HTA et BT,*
- *L'analyse des sièges et des causes des incidents sur les réseaux BT et HTA,*
- *Les facteurs environnementaux et les risques climatiques spécifiques à la concession.*

La référence à un historique de 5 ans est recommandée.

Article 3 – Evolution des besoins

Les prévisions d'évolution des usages, de la consommation d'énergie, de la production d'énergie et des puissances injectées ou soutirées sont évoquées à cette étape. Elles sont nourries des orientations en termes de planification et de programmation énergétiques ainsi que des projets de développement et d'aménagement portés par les collectivités locales.

Article 4 – Les ambitions portées par le schéma directeur

Le dialogue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution vise à intégrer les aspects suivants au schéma directeur :

- la recherche de la performance globale du réseau public de distribution dans une perspective d'évolution vers un réseau électrique intelligent présentant un niveau de qualité et de sécurité adapté aux enjeux de la concession ;
- la prise en compte des besoins en électricité (connus et prévisibles), compte tenu tant de l'évolution des usages, des perspectives de développement du territoire, des perspectives de développement des énergies renouvelables, des bornes de recharge des véhicules

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

électriques que des règlementations applicables en termes de constructions neuves ;

- la prise en compte des aléas climatiques, en y associant tous les moyens requis au vu des prescriptions réglementaires (plans de prévention des risques d'inondation – PPRI – approuvés par les préfectures des départements traversés par le réseau concédé,…), la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au gestionnaire du réseau de distribution à titre préventif comme curatif ;
- la poursuite de la modernisation et de la sécurisation du réseau HTA et BT, notamment par des actions de maintenance, renouvellement et d'automatisation ;
- la mise en place progressive des compteurs évolués et dispositifs associés permettant une évolution rapide et économique vers un réseau électrique intelligent sur l'ensemble du territoire de la concession.

Des valeurs repères en termes de niveaux d'amélioration de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages sont définies d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Ces valeurs repères peuvent porter sur l'ensemble du territoire ou sur des zones du territoire.

Elles orienteront les choix d'investissements.

Exemple d'ambition :

Pour les concessions particulièrement exposées aux aléas climatiques, l'ambition peut porter sur des programmes ciblés de dépose et d'amélioration de réseaux aériens permettant d'éviter les écarts récurrents avec la réglementation en matière de qualité.

Article 5 – L'identification des leviers

Les leviers constituent les moyens de réaliser les ambitions.

Les principaux leviers pouvant être abordés sont :

- *La poursuite d'une politique de maintenance, renforcée par les capacités offertes par les nouvelles technologies (par exemple, l'utilisation du numérique pour une maintenance plus prédictive) ;*
- *La sécurisation des grands postes sources urbains et l'amélioration globale de la fiabilité de l'ensemble du parc ;*
- *Le renouvellement des réseaux souterrains d'anciennes technologies, en priorisant sur les tronçons les plus incidentogènes ;*
- *Des actions ciblées sur les réseaux aériens HTA pour améliorer la robustesse face aux aléas climatiques en zone de risque avéré (bois, vent, neige) dans les départements chroniquement en écart par rapport à la réglementation en matière de qualité et pour agir sur la fiabilité par un programme de prolongation de durée de vie des ouvrages ;*
- *La résorption progressive de la BT fils nus ;*
- *La poursuite de l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvre télécommandés.*

Article 6 – Principes d'élaboration des programmes pluriannuels

A partir du diagnostic technique, des ambitions portées par le schéma directeur et des leviers associés, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée un programme pluriannuel.

Il définit les priorités de la période :

- Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession ;
- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

En fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage, ce programme pluriannuel [illegible] de l'autorité concédante, en particulier si celles-ci peuvent être coordonnées avec les actions du gestionnaire de réseau de distribution.

Dans le cadre de l'élaboration du programme pluriannuel, la politique de renouvellement sur l'ensemble de la concession fait l'objet d'un examen systématique.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent que soit distinguée, au sein de l'enveloppe consacrée aux programmes pluriannuels d'investissements (PPI), l'enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement qui fera l'objet d'une consommation du stock restant de provisions pour renouvellement, lequel doit être exclusivement et intégralement affecté aux travaux de renouvellement des ouvrages pour lesquels elles ont été constituées, sous réserve des obligations légales, réglementaires et comptables applicables aux provisions pour renouvellement.

Exemple de tableaux de présentation des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire dans le cadre d'un programme pluriannuel d'investissements :

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : réseau BT	
Gestionnaire du réseau de distribution	
Ouvrages	***Quantité***
Renouvellement BT fils nus	
Renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)	
…	

Autorité concédante	
Ouvrages	***Quantité***
Réseau BT	
Dépose BT fils nus pour de la sécurisation ou pour du renforcement	
…	

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées : postes HTA-BT	
Gestionnaire du réseau de distribution	
Ouvrages	***Quantité***
Création de points de coupure télécommandés	
Résorption interrupteurs des postes HTA/BT à coupure air	
….	
Autorité concédante	
Ouvrages	***Quantité***
Renforcement d'un poste HTA - BT	
xxxx	
….	

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiée	
Réseau HTA	
Ouvrages	***Quantité***
Renouvellement des câbles HTA souterrain CPI	
Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC)	
Lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV)	
Renouvellement lignes aériennes	
Renouvellement ou ajout d'OMT	
....	

Programme pluriannuel d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution pour la période 20xx-20xx (4 ou 5 ans) sur les zones prioritaires identifiées	
Postes sources	
Ouvrages	***Quantité***
Sécurisation par le réseau HTA	
Création d'un poste source	
Renouvellement de composants de postes sources	
...	

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution portant sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements est formalisé selon le modèle ci-dessous.

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)	**Total PPI 20xx à 20xx**
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	
Climatique-sécurisation	
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	
Linky	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	
Total de l'engagement (M€)	

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Tableau illustratif de correspondance entre indicateurs physiques et financiers

Finalité d'investissement	***Potentielle contribution aux programmes suivants (sur la base des données 2016)***
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)*
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, création d'un poste source*
Climatique-sécurisation	*Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC), renouvellement HTA lignes aériennes*
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné), renouvellement ou ajout d'OMT, lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV), création de points de coupure télécommandés, sécurisation par le réseau HTA, création d'un poste source*
Linky	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes*
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)*
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	*Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)*

Le schéma directeur et le programme pluriannuel sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le représentant du gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

Article 7- Suivi du programme pluriannuel et élaboration des programmes annuels

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels faisant l'objet d'échanges entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante en prévision des conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les modalités et le pas de temps du suivi du programme pluriannuel sont définis d'un commun accord.

A) Suivi technique

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

La réalisation de chaque programme pluriannuel ainsi que son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité convenus entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le suivi du programme annuel s'appuie sur la liste des chantiers réalisés l'année précédente présentés dans le cadre des comptes rendus annuels d'activité prévus à l'article 44 du cahier des charges ainsi que sur le bilan de tous les investissements établi par l'autorité concédante dans la perspective de la conférence départementale.

Exemple :

Type de priorité/programme	***Indicateur de suivi[1]***	***Indicateur d'évaluation[2]***
Sécurisation par le réseau des PS	*Nombre d'OMT….*	*% de clients repris par manœuvre télécommandées*
Fiabilisation de x km de réseau HTA aérien (y compris plan aléa climatique), y compris automatisation	*Nombre de km fiabilisés/an*	*Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA aériens fiabilisés*
Fiabilisation de x km de réseau HTA souterrain (dont câbles CPI)	*Nombre de km fiabilisés/an*	*Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA souterrains fiabilisés*
Renforcement de x km réseau BT sur les communes A, B, C,…	*Nombre de km renforcés/an*	*Pourcentage de clients mal alimentés sur les communes A, B, C,…*
Sécurisation de x km réseau BT sur les communes A, B, C,…	*Nombre de km sécurisés/an*	*Taux d'incidents BT sur les communes A, B, C,…*
Développement, adaptation du réseau pour accueillir des ENR, une ZAC, …, dans les communes A, B, C, …	*Nombre de km, transformateurs construits ou adaptés / an*	*Nombre et puissance de raccordements réalisés sur les communes A, B, C, …*
Améliorer la réactivité et l'automatisation des zones A, B, C…	*Nombre d'OMT posés /an sur la zone*	*Nombre de clients concernés*

B) Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement est établi sur le modèle ci-dessous :

Suivi année *n* des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI				
Dépenses d'investissement (M€)	Total Prévisions d'investissements PPI	Réalisé de l'année *n*	Réalisé en cumulé à fin d'année *n*	Commentaires
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs (pour les projets sélectionnés selon chapitre 2)				
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine				
II.1 Investissements pour la performance du réseau				
Renforcement des réseaux				
Climatique-sécurisation				
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids				
Linky				

[1] Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations peuvent être renseignés dans le cadre du suivi annuel.
[2] Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et doivent être renseignés au terme du PPI (réalisation complète des programmes d'investissement sur les zones ciblées)

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes				
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)				
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)				
Modification d'ouvrages à la demande de tiers				

L'évaluation de l'engagement du concessionnaire au titre du programme pluriannuel est réalisée au terme de ce dernier.

Article 8- Dispositions locales convenues entre les parties

Les dispositions convenues localement dans l'annexe 2-A entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution concernent :

- les modalités d'élaboration et de partage du diagnostic technique,
- les orientations et les éléments à prendre en compte pour l'évolution des besoins,
- les modalités et le pas de temps du suivi technique du schéma directeur,
- les modalités et le pas de temps du suivi technique et financier du programme pluriannuel,
- l'articulation entre le bilan de fin d'un PPI et la production du PPI suivant,
- l'articulation avec les ambitions et les valeurs repères du schéma directeur.

Article 9- Schéma directeur

Le schéma directeur des investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la durée du contrat est inséré à l'annexe 2-A à la présente annexe.

Article 10- Programmes pluriannuels

Le premier programme pluriannuel d'investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution est inséré à l'annexe 2-A à la présente annexe. Cette annexe est mise à jour par avenant, le nouveau programme succédant au précédent.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 2A

Schéma directeur des investissements et Programme Pluriannuel d'Investissements

Préambule

La présente annexe 2A à l'annexe 2 détaille les dispositions convenues localement pour le dispositif concerté de gouvernance des investissements. Elle comprend également les éléments de synthèse du diagnostic technique, le schéma directeur des investissements (SDI) ainsi que le premier programme pluriannuel d'Investissements (PPI).

Cette annexe 2A comprend ainsi 4 chapitres :

- Chapitre 1 : dispositions locales pour l'élaboration et le suivi du dispositif de gouvernance ;
- Chapitre 2 : le diagnostic technique ;
- Chapitre 3 : le schéma directeur comprenant les ambitions et valeurs repères ;
- Chapitre 4 : le programme pluriannuel d'investissements pour la première période quadriennale.

Les trois horizons de programmation prévus par le dispositif de gouvernance ont été définis par les parties :

Long terme	**25 ans**	*Vision de l'aménagement et du développement du territoire de l'autorité concédante avec prise en compte des enjeux majeurs du réseau concédé, traduit par un schéma directeur d'investissement*
Moyen terme	**4 ans**	*Programmes pluriannuels d'investissements*
Court terme	**1 an**	*Programmes de travaux annuels*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

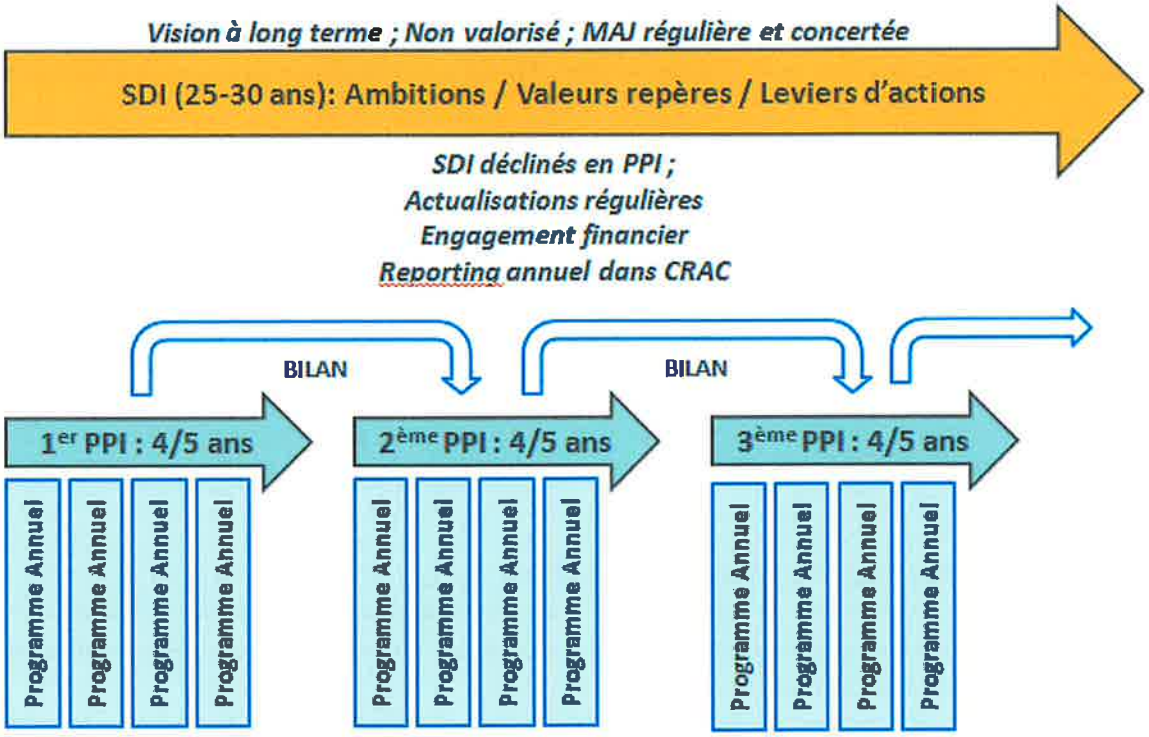
Chapitre I

Dispositions locales pour l'élaboration et le suivi du dispositif de gouvernance

A- Les principes

L'article 11 du cahier des charges pose les fondamentaux de ce dispositif de gouvernance des investissements sur le périmètre de la concession :

- Le schéma directeur des investissements (SDI) apporte une vision long terme des investissements sur le réseau (25-30 ans);
- Le SDI est décliné en programmes pluriannuels(PPI), correspondants à une déclinaison à moyen terme du SDI (4/5ans);
- Chaque programme pluriannuel fait l'objet d'une déclinaison annuelle.



Il définit également de nouveaux leviers de suivi de l'engagement du concessionnaire au titre des investissements

L'article 11-A)-4 du cahier des charges définit de nouveaux leviers pour permettre à l'autorité concédante de suivre l'engagement du concessionnaire au titre du PPI avec notamment :

- La possibilité de séquestre de « 7% de l'évaluation financière des investissements restant à réaliser »
- Un délai de 2 ans pour réalisation par le gestionnaire du réseau de distribution de ces travaux restants ; à défaut, possibilité pour l'autorité concédante de conserver le montant correspondant aux travaux non réalisés ;
- Le PPI suivant comprend les investissements non réalisés dès lors que leur pertinence demeure établie.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

B- La mise en œuvre initiale

L'élaboration d'un schéma directeur et du premier programme pluriannuel résulte de six étapes successives dont le contenu est détaillé dans les articles suivants :

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La réalisation de prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession ;
- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour de valeurs repères pouvant porter sur la qualité, la fiabilisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ;
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les ambitions ;
- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau des montants financiers associés ;
- Les modalités de suivi de ce programme.

Article 1 - Comité de suivi

Dans le cadre de la gouvernance du contrat, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de se réunir en comité de suivi au minimum une fois par an et en tant que de besoin pour la gouvernance des investissements.

TITRE I LE DIAGNOSTIC TECHNIQUE PARTAGE

Article 2 - Objet

Le diagnostic détaillé du réseau de distribution est établi conjointement entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la base des données techniques de la concession et des analyses qui en sont faites. Ce diagnostic associé aux orientations de développement du territoire permettra de définir les orientations des investissements du SDI.

Il est élaboré à partir des données figurant dans les comptes rendus ou rapports d'activité du gestionnaire du réseau de distribution et des fichiers de contrôle. Il est établi au 31 décembre 2020. Il a été partagé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution lors des réunions qui se sont tenues entre 2017 et 2022.

Il comprend :

- La description du réseau de distribution de la concession,
- L'analyse des investissements du gestionnaire du réseau de distribution sur la décennie précédente,
- L'analyse de la performance du réseau, notamment la continuité d'alimentation (coupures d'électricité) et la qualité de tension (qualité de l'onde électrique) délivrée aux usagers,

Le diagnostic partagé est présenté au chapitre 2 de la présente annexe.

Article 3 - Suivi et actualisation du diagnostic technique partagé

En lien avec l'élaboration de chaque nouveau PPI, soit tous les quatre ou cinq ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution se rencontreront pour convenir de l'opportunité de l'actualisation du diagnostic partagé en complément des indicateurs de suivi et d'évaluation du PPI.

L'actualisation du diagnostic s'appuiera sur les données annuelles transmises par le gestionnaire du réseau de distribution, incluant a minima les données brutes identifiées dans le diagnostic initial.

Il pourra en tant que de besoin être ajusté et complété de nouvelles problématiques identifiées par l'une ou l'autre des parties concernées. En particulier, l'actualisation du diagnostic pourra comprendre les nouveaux enjeux liés à la transition énergétique, dont notamment : les projets d'aménagements nouveaux, la production décentralisée et son intégration au réseau, ...

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

TITRE II LE SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS (SDI)

Article 4 - Objet

Le schéma directeur des investissements établit une vision technique, qualitative, sur la durée du contrat, des évolutions du réseau, définies conjointement par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le schéma directeur définit, en lien avec les enjeux identifiés par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, les ambitions propres à la concession et les valeurs repères partagées en termes de qualité du service public de distribution d'électricité, de renouvellement et de fiabilisation des ouvrages, le cas échéant en ciblant certains secteurs géographiques nécessitant des investissements renforcés. Les ambitions et les valeurs repères orientent les choix d'investissements sur le réseau de distribution électrique concédé déclinés dans les programmes pluriannuels.

Les valeurs repères constituent des objectifs partagés entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la qualité et la gestion patrimoniale.

Article 5 - Révision du schéma directeur

Le schéma directeur peut être révisé, en tant que de besoin et en cas d'accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, notamment dans les cas suivants, conformément aux stipulations de l'article 11 du cahier des charges :

- en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur le territoire de la concession ;
- pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements ;
- et, en tout état de cause, chaque fois que les parties le jugeront utile.

A l'occasion du bilan de chaque PPI, soit tous les quatre ou cinq ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution se concerteront pour évaluer la pertinence de réviser le SDI. Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviendront d'un calendrier de travaux conjoints permettant, sous un délai d'un an maximum, le partage d'un diagnostic actualisé et la validation de l'évolution du schéma directeur et de ses valeurs repères. Le schéma directeur révisé est adopté, in fine, par avenant.

TITRE III LES PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENTS (PPI)

Article 6 - Objet

Afin d'atteindre les ambitions et les valeurs repères du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes d'investissements par période de 4 ans, et ce, jusqu'au terme normal du contrat de concession. La période peut être modifiée, après accord des Parties et par voie d'avenant, pour un programme pluriannuel d'investissements sur une période de 5 ans, afin de tenir compte de calendriers électoraux ou d'autres contraintes.

Conformément à l'article 11-A-2°-alinéa 3 du cahier des charges, chaque programme pluriannuel comporte des objectifs par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et identifiés. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...) et en montants estimatifs associés.

Il indiquera, autant que possible, la contribution aux valeurs repères du schéma directeur pour chaque ligne d'investissement.

Article 7 - Programme pluriannuel 2024-2027

Le programme pluriannuel 2024-2027 constitue le chapitre 4 de la présente annexe.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Article 8 - Modalités de suivi annuel et d'évaluation des programmes pluriannuels

La réalisation de chaque programme pluriannuel d'investissements et son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi et d'évaluation définis ci-après, et pouvant être complétés en concertation lors de l'établissement du programme pluriannuel d'investissements.

Le gestionnaire du réseau de distribution produira les éléments dans un bilan annuel remis et présenté conjointement au compte-rendu d'activité (CRAC) du concessionnaire.

Article 8.1 Indicateurs de suivi

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution suivent annuellement l'exécution des programmes pluriannuels d'investissements en s'assurant de la réalisation des investissements par année calendaire ; le gestionnaire du réseau de distribution distinguera :

- le suivi annuel des dépenses d'investissement et les quantités associées par chantier et par catégorie d'ouvrage ;
- le suivi des quantités et montants associés aux ouvrages mis en service au cours de l'année, pouvant résulter de travaux des années antérieures également, en quantité et en montant d'investissement ;

tout en garantissant une cohérence et un lien entre ces deux suivis.
Les réunions de coordination des travaux entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution permettent d'optimiser la planification des opérations prévues dans les programmes annuels en termes de quantité d'ouvrages réalisée (ouvrages mis en service). Leur fréquence et leur format seront déterminés d'un commun accord par les équipes chargées des opérations.

Le compte rendu annuel d'activité rendra compte de l'évolution des indicateurs de suivi, de l'état d'avancement du programme pluriannuel en termes d'ouvrages réalisés et de montant financier, avec un suivi de l'avancement par rapport aux engagements (en % ou écart à l'objectif) conformément à l'article 7 de l'annexe 2.

Article 8.2 Indicateurs d'évaluation

Le gestionnaire du réseau de distribution fournira également avec la remise du CRAC une présentation du niveau de réalisation du PPI en incluant :

- la justification du taux de réalisation du programme annuel et l'ensemble des éléments détaillés expliquant les sur- ou sous-réalisations ;
- l'avancement du programme annuel de l'année N et les premières orientations à prendre en compte pour la préparation du programme de l'année N+1.

L'efficacité des travaux réalisés sera évaluée par l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution au regard de la contribution du programme pluriannuel à l'atteinte des valeurs repères du schéma directeur, y compris celles relatives à la qualité de l'électricité distribuée.

Article 8.3 Bilan du PPI

Au plus tard le 1er juin qui suit la dernière année d'un programme pluriannuel d'investissements, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante le bilan des investissements de ce programme pluriannuel d'investissements en termes de quantité d'ouvrages réalisés ainsi que le montant financier total des investissements du PPI (avec le détail indicatif par finalité).

Il comprendra une analyse des écarts éventuels en termes de quantités d'ouvrages réalisés et de respect de l'engagement financier, l'impact de ces écarts et leurs justifications.

Le bilan du programme pluriannuel d'investissements sera présenté à l'organe délibérant de l'autorité concédante au plus tard le 30 juin de l'année suivant la fin du programme pluriannuel conjointement au nouveau programme pluriannuel.

A la fin de chaque programme pluriannuel et à l'occasion de la révision du schéma directeur, le bilan technique sera examiné en l'éclairant des difficultés rencontrées.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Article 9 - Déclinaison des programmes pluriannuels en programme annuel (PA)

Le gestionnaire du réseau de distribution réalisera un état détaillé, chantier par chantier de l'avancement des investissements de l'année N-1.
Ainsi au plus tard le 1er juin de l'année N, le gestionnaire du réseau de distribution communiquera avec le CRAC un fichier de suivi de l'ensemble des travaux réalisés et contenant a minima :

-la synthèse des dépenses et quantités d'investissement par finalité et par type d'ouvrage, distinguant les postes sources, les biens localisés et non localisés ;

-la liste de l'intégralité des investissements réalisés en N-1 sur le territoire de la concession, détaillant :

- le libellé explicite du chantier, pouvant faire l'objet d'une précision sous un délai de 15 jours sur demande du concédant ;
- le libellé de la finalité ;
- le libellé utilisé pour la présentation des investissements dans le CRAC ;
- le cas échéant, le libellé de l'objectif du PPI concerné ;
- le numéro d'affaire ;
- le nom du départ HTA et du poste source associés à l'opération ;
- pour chaque élément devant être immobilisé et chaque année de réalisation du chantier : quantité réalisée et montant des dépenses.

En outre, une présentation du niveau de réalisation du PPI sera faite en incluant :

-la justification du taux de réalisation du programme annuel et l'ensemble des éléments détaillés expliquant les sur ou sous-réalisations ;

-l'avancement du programme annuel de l'année N et les premières orientations à prendre en compte pour la préparation du programme de l'année N+1.

-l'état de suivi du droit en espèce et des consommations de provisions pour renouvellement suite aux opérations de renouvellement réalisée au cours de l'année écoulée, conformément aux modalités qui pourront être retenues dans le cadre du groupe de travail « données financières » sur le sujet entre Enedis, la FNCCR et France urbaine.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Chapitre II

Diagnostic partagé

Article 10 - Diagnostic partagé

Le diagnostic détaillé a été établi avec les données à fin 2020.
La conclusion, reprise ci-après, synthétise les principales caractéristiques conduisant au schéma directeur des investissements, détaillé au chapitre 3 de la présente annexe.

Cartographie des zones identifiées dans le diagnostic :

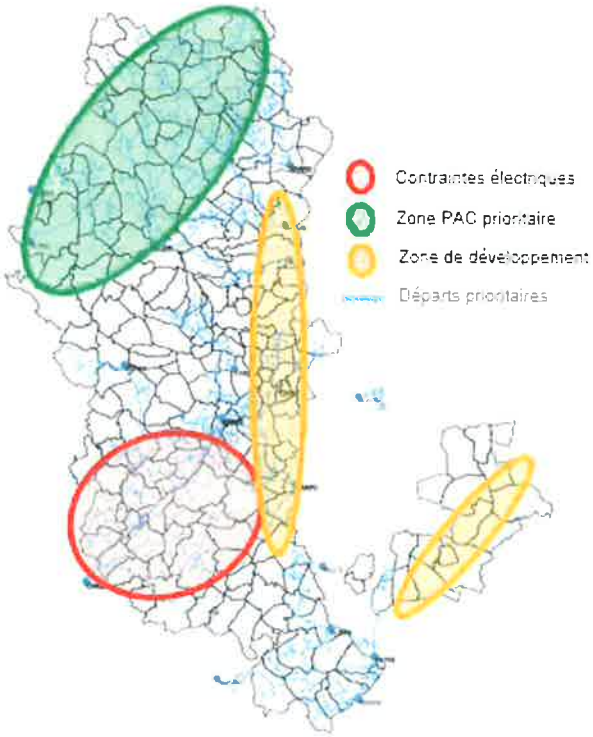
Les interruptions de fourniture sur le réseau BT gardent un faible impact sur la qualité de desserte globale.

La qualité de desserte sur le territoire du SYDER reste hétérogène avec deux zones encore en écart, sur lesquelles la qualité est majoritairement impactée par le réseau HTA aérien.

- ***La zone Nord-Ouest sensible aux aléas climatiques***
- ***La zone Sud-Ouest qui concentre des départs longs qui nécessiteront une restructuration progressive***

Sur le reste du territoire le niveau de qualité est bon
Par ailleurs deux zones présentent des dynamiques de développement importantes qu'il faut accompagner :

- La Vallée de Saône
- La périphérie lyonnaise dont la plaine de l'aéroport international Saint Exupéry



Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Chapitre III

Schéma directeur des investissements

Article 11 - Ambitions du schéma directeur

Au regard de la synthèse du diagnostic partagé, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de retenir, pour le schéma directeur de la concession, les ambitions majeures suivantes :

- Ambition 1 : Réduire l'impact des aléas climatiques notamment de la zone nord identifiée dans le diagnostic
- Ambition 2 : Moderniser les réseaux et adapter les structures HTA notamment de la zone ouest identifiée dans le diagnostic
- Ambition 3 : Maintenir le bon niveau de qualité hors zones sensibles
- Ambition 4 : Accompagner le développement du Territoire et la transition énergétique

Article 12 - Leviers et valeurs repère associés aux ambitions

Les ambitions se traduisent par les valeurs repères suivantes en matière de qualité et par les actions y concourant décrites ci-après.

Article 12.1-Ambition 1 : Réduire l'impact des aléas climatiques, notamment de la zone nord identifiée dans le diagnostic en recourant aux leviers :-

✓ *Désensibilisation des lignes exposées en les traitants majoritairement par enfouissement*

- 33 km de réseau à risque climatique prioritaires, principalement sur la zone nord, seront traités sur le premier programme pluriannuel d'investissement. Ces réseaux feront l'objet d'une sécurisation majoritairement par enfouissement.
- Au-delà du premier PPI, 100 km de réseaux aériens présentant un risque climatique important, bien que moins prioritaires, seront traités sur toute la durée du SDI.

✓ *Amélioration de la réactivité du réseau par la mise en place de télécommandes (OMT)*

En complément des actions de désensibilisation, des organes de manœuvres télécommandés (OMT) seront installés sur la zone nord afin d'optimiser la réalimentation du réseau et diminuer le temps de coupure en cas d'évènement climatique.

Article 12.2-Ambition 2 : Moderniser les réseaux et adapter les structures HTA, en particulier de la zone ouest identifiée dans le diagnostic, en recourant aux leviers :

✓ *Suppression des départs en chute de tension*

Les départs dont la chute de tension est supérieure à 5% pour une année N seront analysés, mis sous surveillance, et si nécessaire traités par des actes d'exploitation, et/ou par des investissements, et/ou des solutions alternatives évitant le renforcement.

- Cinq départs, dont 4 sur la zone ouest, en chute de tension ont été identifiés dans le diagnostic. Ils seront traités lors du premier PPI.
- Ensuite, l'objectif sera de traiter les éventuels nouveaux départs HTA en contrainte au fur et à mesure de leur apparition. Les départs nécessitant des investissements seront inscrits au programme travaux au plus tôt sans que le délai de traitement ne puisse excéder 5 ans.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

✓ *Amélioration progressive des structures HTA*

Le gestionnaire de réseau de distribution prévoit d'améliorer la performance du réseau en modifiant la structure de certains départs quand cela s'avère nécessaire. Cela se matérialise par les investissements suivants :

- création de bouclages entre deux départs afin de faciliter la réalimentation de certaines antennes chargées ;
- modification du tracé de la principale, afin qu'elle puisse reprendre un maximum de postes chargés, aujourd'hui en antenne ;
- création de nouveaux départs afin d'ajouter des possibilités de bouclages au départs environnants, et de décharger les départs en contrainte ou presque en contrainte.

Article 12.3-Ambition 3 : Maintenir le bon niveau de qualité hors zones sensibles nord et ouest, en recourant aux leviers :

✓ *Rénovation programmée ou renouvellement des départs HTA incidentogènes*

Les ouvrages aériens ne présentant pas de risque climatique prioritaire, mais présentant un taux de défaillance important, seront traités par des actions de rénovation programmée, de renouvellement aérien, ou d'enfouissement.

Sur la durée du SDI, c'est ainsi 650 km de réseau HTA incidentogène que le gestionnaire de réseau de distribution prévoit de moderniser, sur l'intégralité du Territoire.

Sur le premier PPI cela représente 85 km de réseau.

✓ *Renouvellement ciblé des câbles souterrains HTA incidentogènes (CPI principalement)*

Parmi les réseaux HTA souterrains, 58 km sont identifiés, à fin 2020, comme câbles à isolation papier imprégné.

Le gestionnaire de réseau de distribution prévoit le renouvellement de 4 km de réseau HTA souterrain incidentogène au cours du premier PPI, en priorisant sur les câbles CPI.

Le gestionnaire de réseau de distribution prévoit la suppression de la quasi-totalité du linéaire CPI sur la durée du SDI.

✓ *Ajout d'Organes de Manœuvre Télécommandés supplémentaires sur les réseaux existants en priorisant les zones en écart*

Afin d'augmenter la réactivité du réseau en cas d'incident et sa capacité de reprise des clients coupés, le gestionnaire du réseau de distribution identifie les poches HTA jugées en écart par rapport à l'attendu afin de prévoir les organes de manœuvre télécommandés à renouveler ou à créer.

38 poches HTA en contraintes ont été identifiées lors du diagnostic technique, dont 22 sont prioritaires.

- L'intégralité des poches HTA prioritaires sera traitée sur le premier PPI.
- Ensuite, chaque PPI fixera le nombre de poches HTA à résorber

Il est à noter que comme pour la rénovation programmée et le renouvellement aérien, ces actions se développeront sur l'intégralité du Territoire.

✓ *Suppression conjointe avec le SYDER des fils nus BT en priorisant sur les plus incidentogènes*

A fin 2020, 198 km de réseaux BT aériens nus ont été recensés sur la concession, 70 km sont situés en zone urbaine et 128 km sont en zone rurale.

L'ambition partagée par Enedis et l'autorité concédante est de viser à renouveler, par enfouissement ou réseau torsadé, la quasi-totalité du réseau fils nus BT sur la durée du contrat et en commençant par les plus incidentogènes.

Ces ambitions seront traduites notamment dans la convention article 8.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

✓ *Renouveler les réseaux BT souterrains*

Les réseaux BT souterrains à isolation papier imprégné ou de technologie neutre périphérique, estimés à 233 km sur la concession, sont des ouvrages dont la performance est à surveiller. Les incidents sur les réseaux BT souterrains seront analysés afin d'identifier les dégradations pouvant conduire au renouvellement de ce réseau souterrain BT.

L'objectif retenu est un renouvellement des réseaux souterrains BT d'ancienne génération jugés prioritaires selon les actualisations du diagnostic technique.

Article 12.4-Ambition 4 : accompagner le développement du Territoire et la transition énergétique

Les Parties conviennent que les actions en ce sens feront l'objet d'une convention spécifique Transition Energétique.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Chapitre IV

Programme pluriannuel d'investissement

Article 13 – Engagement financier au titre du 1er PPI

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution pour la période du 1er programme pluriannuel des investissements (PPI) 2024-2027 est détaillé dans le tableau ci-dessous.

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)	**Total PPI 2024– 2027**
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
Renforcement/renouvellement des réseaux	**11,40 M€**
dont modification/ modernisation de la structure HTA	*2,40 M€*
dont renforcement HTA	*0,20 M€*
dont renouvellement ciblé des câbles HTA souterrain « incidentogènes » (CPI principalement)	*0,70 M€*
dont lignes aériennes fiabilisées en rénovation programmée	*2,60 M€*
dont renouvellement ciblé des câbles HTA aériens « incidentogènes »	*2,80 M€*
dont renouvellement ciblés des réseaux BT souterrains et des tableaux des postes HTA/BT incidentogènes	*1,40 M€*
dont renforcement BT	*0,40 M€*
dont fils nus BT (dont faible section)	*0,90 M€*
Climatique-sécurisation	**4,50 M€**
dont Lignes aériennes exposées aux aléas climatiques sécurisées ,	*4,50 M€*
Autres	**7,80 M€**
dont amélioration de Terre/MALTEN	*1,70 M€*
dont digitalisation du réseau (OMT,ILD...)	*0,60 M€*
dont travaux postes sources	*5,50 M€*
Total de l'engagement (M€)	**23,70 M€**

En complément, le gestionnaire de réseau prévoit sur la période les investissements ci-dessous, non soumis au mécanisme de dépôt relatif à l'engagement d'Enedis prévu à l'article 11 du cahier des charges :

Contribution aux travaux d'esthétique et de qualité sous MOA SYDER (article 8 avec un taux de dépose de fils BT minimal fixé dans la convention)	**1,90 M€**

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

A titre indicatif, sur l'engagement de 23,7 M€, l'enveloppe prévisionnelle (hors article 8 et travaux exceptionnels) consacrée aux investissements de renouvellement est évaluée à 12,9 M€ sur le réseau et se décompose de la manière suivante :

Valeurs indicatives 1er PPI	2024-2027
Traitement de 33 km de lignes HTA aériennes exposées aux aléas climatiques	**4,50 M€**
Traitement de 85 km de réseaux HTA aérien incidentogènes en rénovation programmée ou en renouvellement	**5,40 M€**
Renouvellement cible de 4 km de réseaux HTA souterrain incidentogènes (CPI principalement)	**0,70 M€**
Suppression de 10 km de fils nus BT en priorisant sur les faibles sections	**0,90 M€**
Renouvellement ciblés des réseaux BT souterrains et des tableaux des postes HTA/BT	**1,40 M€**

Article 14 - Suivi technique et financier

Le suivi sera assuré pour chaque type d'investissement ciblé dans le PPI et selon les indicateurs de suivi et d'évaluation définis dans le tableau ci-dessous. Ce tableau constitue un socle d'analyse complété de l'actualisation du diagnostic technique, du suivi annuel du PPI et du bilan provisoire du PPI tel que défini au chapitre I de la présente annexe.

	Type de priorité/programme sur 4 ans	Indicateur de suivi	Indicateur d'évaluation (HIX et moyenne sur 5 ans glissants le cas échéant)
A	Désensibilisation des lignes exposées aux aléas climatiques	Nombre de km de réseaux sécurisés / an	Critère B HTA HIX moyenné 5 ans
B	Renouvellement de réseaux HTA aériens	Nombre de km sécurisés / an	Taux d'incidents aériens pour 100 km de réseaux HTA aérien
C	Traitement des réseaux en rénovation programmée	Nombre de km de réseaux traités en RP	Taux d'incidents aériens pour 100 km de réseaux HTA aérien
D	Renouvellement de réseaux HTA CPI principalement	Nb de km de réseaux supprimés / an	Taux d'incidents HTA souterrains pour 100 km de réseaux (dont siège CPI)
E	Renouvellement de réseaux BT souterrains incidentogènes	Nb de km de réseaux supprimés / an	Taux d'incidents BT souterrains pour 100 km de réseaux
F	Renouvellement de réseaux BT aériens nus. (maîtrise d'ouvrage concessionnaire)	Nb de km de réseaux renouvelés / an	Linéaire de réseau fil nu restant
G	Création d'organes de manœuvre télécommandés (OMT)	Nb d'OMT posés /an	Nombre de poches OMT en contrainte

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Un suivi de détail des réalisations sera fait selon le modèle de tableau ci-dessous.

	PPI	Quantité prévisionnelle PPI	Réalisé année N	Montant année N	Réalisé cumulé PPI	Montant cumulé PPI
A	Désensibilisation des lignes exposées aux aléas climatiques					
B	Traitement des réseaux en rénovation programmée et en renouvellement de réseaux HTA aériens					
C	Suppression de réseaux HTA CPI					
D	Suppression de réseaux BT souterrains incidentogènes					
E	Renouvellement de réseaux BT aériens nus (maîtrise d'ouvrage concessionnaire)					
F	Création d'organes de manœuvre télécommandés (OMT)					

Les quantités correspondent aux immobilisations des ouvrages mis en service durant le PPI (2024-2027) et les montants d'investissements correspondent aux dépenses réalisées sur la durée du PPI (2024-2027).

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le suivi synthétique des prévisions d'investissement sera effectué selon le tableau ci-dessous et pour chaque programme :

Suivi année *n* des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI				
Dépenses d'investissement (M€)	Total Prévisions d'investissements PPI	Réalisé de l'année *n*	Réalisé en cumulé à fin d'année *n*	Commentaires
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine				
II.1 Investissements pour la performance du réseau				
Renforcement/renouvellement des réseaux				
dont modification/ modernisation de la structure HTA				
dont renforcement HTA				
dont renouvellement ciblé des câbles HTA CPI « incidentogènes »				
dont lignes aériennes en antenne fiabilisées en rénovation programmée				
dont renouvellement ciblé des câbles HTA aériens « incidentogènes »				
dont renouvellement ciblés des réseaux BT souterrains et des tableaux des postes HTA/BT incidentogènes				
dont renforcement BT				
dont fils nus BT (dont faible section)				
Climatique-sécurisation				
dont Lignes aériennes exposées aux aléas climatiques sécurisées				
Autres				
dont amélioration de Terre/MALTEN				
dont digitalisation du réseau (OMT,ILD...)				
dont travaux postes sources				
Total de l'engagement (M€)				

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 2bis

RELATIVE AU VERSEMENT PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION A L'AUTORITE CONCEDANTE MAITRE D'OUVRAGE DE TRAVAUX DE RACCORDEMENT DE LA PART COUVERTE PAR LE TARIF (PCT)

La présente annexe est sans objet et ne figure pas au contrat lorsque l'autorité concédante n'assure pas la maîtrise d'ouvrage de travaux de raccordement ou qu'elle ne souhaite pas bénéficier du dispositif PCT.

Article 1 – Objet

1.1. La présente annexe a pour objet de préciser les modalités de versement, par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante, de la prise en charge des coûts de raccordement couverte par le TURPE lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage de travaux de raccordement, en application de l'annexe 1 au cahier des charges de concession. Ce versement est équivalent à la part couverte par le tarif (PCT) dont bénéficie le gestionnaire du réseau de distribution lorsqu'il est lui-même maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

> *L'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Ces coûts comprennent notamment (…) une partie des coûts de raccordement à ces réseaux (…), l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 et suivants ».*
>
> *L'article L. 342-6 dispose que « la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux non couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics peut faire l'objet de la contribution due par le redevable défini à l'article L. 342-7 ou par les redevables définis à l'article L. 342-11. La contribution est versée au maître d'ouvrage des travaux, qu'il s'agisse d'un gestionnaire de réseau, d'une collectivité territoriale, d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte ».*

1.2. L'opération de raccordement est définie à l'article 1er de l'arrêté du 28 août 2007 et valorisée selon les bordereaux de prix issus des appels d'offres lancés par l'autorité concédante.

Article 2 – Modalités de calcul et de versement de la PCT

2.1. Pour chaque opération de raccordement, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'étude électrique de l'opération de raccordement des travaux, accompagnée du numéro d'affaire du raccordement et d'un calcul prévisionnel de PCT, préalablement au lancement de la procédure administrative définie par l'article R. 323-25 du code de l'énergie et selon les modalités précisées aux 2.2 et 2.3 ci-après.

L'autorité concédante précise aussi au gestionnaire du réseau de distribution, le cas échéant, les travaux de renforcement inclus dans l'opération de raccordement pour lesquels elle sollicite une aide du CAS FACE.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Dans les délais impartis (15 jours), le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante une éventuelle solution alternative pour le raccordement, le choix de la solution revenant *in fine* à l'autorité concédante.

2.2. L'autorité concédante calcule le montant de la PCT en multipliant le coût total de l'opération de raccordement visée au 1.2 de l'article 1 de la présente annexe, correspondant au coût réel exposé des travaux et prenant en compte les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, par le taux de réfaction tarifaire fixé par l'arrêté ministériel en vigueur au moment de la demande de raccordement. La part restante du coût du raccordement représente la contribution maximale supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme ou par le pétitionnaire.

2.3. Tous les coûts des travaux de raccordement sont inéligibles à l'assiette de calcul de la part d'investissement R2 de la redevance de concession.

2.4. Lors de la remise de l'ouvrage, l'autorité concédante fournit au gestionnaire du réseau de distribution une fiche PCT établie selon le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- la description de l'affaire,
- les tableaux de pose et de dépose,
- le plan géo-référencé des ouvrages construits,
- les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages,
- la ou les éventuelles conventions de servitude,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe.

2.5. L'autorité concédante fournit chaque trimestre au gestionnaire du réseau de distribution un bordereau PCT, sur le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe,
- la date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution,
- les montants relatifs aux dépenses exposées par l'autorité concédante,
- le montant de la contribution supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme et/ou par le pétitionnaire,
- la signature du comptable public certifiant :
    - que les factures des travaux correspondent aux dépenses exposées par l'autorité concédante pour les ouvrages de raccordement concernés,
    - que les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante,
    - que le montant des contributions correspondent aux titres de recette adressés aux collectivités en charge de l'urbanisme et/ou aux pétitionnaires.

2.6. Le gestionnaire du réseau de distribution réconcilie les éléments communiqués et verse la PCT à l'autorité concédante chaque trimestre.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

2.7. Le gestionnaire du réseau de distribution tient le décompte des écarts calculés par opération de raccordement, entre la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe, d'une part, et le coût total de l'opération de raccordement sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, d'autre part.

A l'issue de l'exercice, le gestionnaire du réseau de distribution calcule, pour l'exercice et pour la concession, la somme des écarts définis ci-dessus et réalise un bilan annuel qu'il communique à l'autorité concédante.

Lorsque cette somme est positive, c'est-à-dire lorsque, pour la concession et l'exercice considéré, le montant total de la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et du montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe est supérieur au montant total des coûts totaux des opérations de raccordement, le premier versement PCT de l'exercice suivant est ajusté, à la baisse, d'un montant équivalent à cette somme.

Les éléments de ce calcul sont tenus par le gestionnaire du réseau de distribution à la disposition de l'agent de l'autorité concédante chargé du contrôle.

Article 3 – Règle de non cumul

L'autorité concédante s'engage à ne pas cumuler pour une même opération de raccordement les aides du CAS FACE et la PCT.

Article 4 – Modèles de documents

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

4.1. Modèle de fiche PCT

FICHE PCT
(PART COUVERTE PAR LE TARIF)

	Nom de l'Autorité Concédante				
Numéro d'affaire de l'Autorité Concédante (AC)		**Localisation des travaux**	Objet des travaux		
			Adresse		
Numéro d'enregistrement du gestionnaire de réseau(1)			Code postal	Nom de la commune	
			Code INSEE de la commune	**Cette affaire a-t-elle donné lieu à des travaux hors du champ du raccordement (O/N) ?**	
SI Oui, préciser la nature et le coût des travaux réalisés:					
Date de remise des ouvrages au gstionnaire de réseau (jj/mm/aaaa) (2) :		**Coûts réels exposés de l'opération de raccordement en € H.T. (a) :**			
		Taux de Maîtrise d'œuvre et Maîtrise d'ouvrage… (b)			
		Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (a+b) ❶ :			
Documents à envoyer à Enedis **Les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages remis au concessionnaire doivent être annexés au présent bordereau. Il s'agit des documents suivants :**		Plan géoréférencé des ouvrages construits			
		Les tableaux de pose et de dépose			
		Eléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages			
		La ou les éventuelles conventions de servitude			
Chiffrage de l'opération de raccordement dans l'étude électrique en € H.T., avec éventuelle mise à jour dans le projet d'exécution art. 2 **❶bis**:		**Taux de réfaction tarifaire applicable ❷:**			
Longueur du raccordement en mètres :					
Si écart entre **❶** et **❶bis** supérieur à 10%, en donner les explications :		**PCT demandée par l'autorité concédante en € : (❶-❷)**			
Date d'établissement du bordereau (jj/mm/aaaa)					
Nom et signature du représentant de l'autorité concédante maître d'ouvrage :					

(1) : saisie de l'autorité concédante quand l'identifiant Enedis été communiqué en phase d'étude (2) : correspond à la date de mise en exploitation de l'ouvrage par le concessionnaire

Nota : Les cellules à fond bleu et blanc se remplissent automatiquement après saisie de l'ensemble des éléments du dossier dans les cellules à fond vert.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

4.2. Modèle de bordereau PCT

Désignation de l'autorité concédante								
N° affaire de l'autorité concédante	N° d'enregistrement du gestionnaire du réseau de distribution	Date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution	Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (1)	Longueur du raccordement en mètres	Contribution de raccordement en € H.T. (2)	Taux de réfaction applicable	PCT en € (3)	Ecart par opération en € H.T. (2+3-1)
		Total						
Date et visa du représentant de l'autorité concédante:				Date et visa du comptable public:				

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 3

CONTRIBUTION DES TIERS AUX FRAIS DE RACCORDEMENT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION

La présente annexe définit les modalités tarifaires applicables, en vertu des dispositions de l'article 16 du cahier des charges de la concession, et de l'arrêté interministériel du 28 août 2007 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, modifié par l'arrêté du 21 octobre 2009.

1. Le raccordement

Une opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et le cas échéant sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté :

- nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ;
- qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession ;
- et conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau de distribution.

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie, calculée à partir du barème en vigueur approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

2. Le barème

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un barème national comprenant des prix unitaires tenant compte des différents paliers techniques qu'il met en œuvre pour réaliser les travaux de raccordement. Ces prix unitaires peuvent être différents suivant les zones d'aire urbaine au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE).
Le barème décrit et justifie les formules d'agrégation des différents coûts unitaires.

Le barème prévoit la possibilité d'utiliser pour certains ouvrages des coûts déterminés sur devis ou après une procédure de consultation. Il précise les caractéristiques des raccordements qui font l'objet de ces dispositions.

Les paliers techniques utilisés sont définis dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution[1].

[1] La documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution a pour objectif de présenter les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les usagers du réseau public de distribution d'électricité. Il répertorie les méthodes de calculs, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire du réseau de distribution, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le concessionnaire et les usagers.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le barème est établi après consultation des organisations représentatives des usagers et des organisations représentatives des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Il est rendu public et soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie préalablement à son entrée en vigueur.

Le barème est révisé régulièrement et *a minima* une fois tous les trois ans dans les formes prévues ci-dessus pour tenir compte de l'évolution des coûts.

La présente annexe et chaque nouveau barème résultant de l'application des textes précités s'appliqueront de plein droit en substitution aux précédents modes de facturation des raccordements.

Le barème est publié sur le site Internet du gestionnaire du réseau de distribution : www.enedis.fr, et peut être obtenu sur simple demande.

3. Taux de réfaction tarifaire

Les taux de réfaction tarifaire r et s correspondent respectivement à la part moyenne des coûts des travaux d'extension et à la part moyenne des coûts de travaux de branchement, portant sur des ouvrages en basse et en moyenne tension du réseau public, couvertes par le tarif d'utilisation de ce réseau.

Les taux r et s sont arrêtés par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après consultation des organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie.

4. Calcul de la contribution, cas généraux

4.1. Raccordements dont la puissance est inférieure ou égale à 12 kVA en monophasé ou à 36 kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'usager est inférieure ou égale à 12kVA en monophasé ou à 36kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres selon un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession, les montants C et P des contributions pour l'extension et le branchement d'une opération de raccordement en basse tension sont calculés au moyen des formules suivantes :

$C = (1 - r) . (Cf_E + Cv_E \times L_E)$

Où L_E est la longueur de l'extension, Cf_E et Cv_E sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire. Cf_E et Cv_E dépendent de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

$P = (1 - s) . Cf_B$

Où Cf_B est un élément du barème du concessionnaire, qui est calculé sur la base d'une longueur moyenne de branchement. Cf_B dépend en outre de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

4.2. Raccordements - dans les autres cas

4.2.1. Contribution pour extensions des raccordements HTA et BT

Le montant de la contribution pour l'extension des raccordements en HTA et des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1, est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué, pour les travaux réalisés en basse et en moyenne tensions sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, le coefficient (1-r).

4.2.2. Contribution pour le branchement des raccordements BT

Le montant de la contribution pour le branchement des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1 est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué le coefficient (1-s).

5. Cas particuliers

5.1. Opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise à son initiative une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il prend à sa charge tous les surcoûts qui pourraient en résulter. S'il la réalise à la demande de l'utilisateur qui demande à être raccordé, ce dernier prend à sa charge tous les surcoûts éventuels.

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'usager excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 *(relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'installations de consommation d'énergie électrique)* et du 23 avril 2008 (relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique) pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le gestionnaire du réseau de distribution sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

5.2. Raccordements collectifs

Un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'usagers, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le montant de la contribution pour les travaux d'extension est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé à partir du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-r). Dans le cas d'un groupe d'usagers, cette contribution est répartie au prorata de la puissance de raccordement demandée par chaque usager.

Le montant de la contribution pour les travaux de branchement est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-s).
Dans le cas d'un immeuble collectif, cette contribution est répartie à part égale entre les usagers.
Dans tous les autres cas de regroupements d'usagers, cette contribution est répartie au prorata des longueurs de branchement de chacun des usagers.

Toutefois, lorsque la puissance de raccordement demandée par un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 susvisés pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le concessionnaire sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

6. Modification d'une alimentation électrique existante

Un utilisateur peut solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution une modification des caractéristiques électriques de son alimentation. Lorsque cette modification entraîne des travaux sur les ouvrages constitutifs de son raccordement, ils donnent lieu au versement d'une contribution calculée selon les dispositions du paragraphe 4.2 de la présente annexe.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 4

TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE L'ELECTRICITE CONFORMEMENT A L'ARTICLE L. 337-4 DU CODE DE L'ENERGIE

Tarifs (a) au 1er août 2023 conformément à l'arrêté du 28 juillet 2023 relatif aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (*NOR : ENER2319781A*).

TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé - pour les puissances souscrites de 18 kVA inclus à 36 kVA inclus

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	94,08	18,87
6	121,92	18,87
9	152,28	18,87
12	183,36	18,87
15	211,92	18,87
18	240,12	18,87
24	304,32	18,87
30	357,12	18,87
36	421,56	18,87

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24
Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)	8,88

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
Version A				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	69,12	9,48	18,87	3,63
Puissance souscrite > 6 kVA	69,12	9,72	18,87	3,63
Version B				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	69,12	9,00	19,39	1,09
Puissance souscrite > 6 kVA	69,12	9,00	19,65	1,15

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	126,60	20,40	15,13
9	159,60	20,40	15,13
12	191,64	20,40	15,13
15	221,88	20,40	15,13
18	251,76	20,40	15,13
24	315,24	20,40	15,13
30	371,64	20,40	15,13
36	428,88	20,40	15,13

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24
Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)	8,88

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	69,12	10,44	20,40	15,13	4,22	2,90
Version B	69,12	10,68	21,16	15,08	1,32	0,91

TARIF BLEU - OPTION TEMPO RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
6	126,00	8,70	11,31	10,28	13,68	10,97	60,93
9	156,48	8,70	11,31	10,28	13,68	10,97	60,93
12	187,92	8,70	11,31	10,28	13,68	10,97	60,93
15	216,24	8,70	11,31	10,28	13,68	10,97	60,93
18	244,32	8,70	11,31	10,28	13,68	10,97	60,93
24-30	366,72	8,70	11,31	10,28	13,68	10,97	60,93
36	424,80	8,70	11,31	10,28	13,68	10,97	60,93

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24
Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)	8,88

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	69,12	10,08
Version B	69,12	10,68

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	8,70	11,31	10,28	13,68	10,97	60,93
Version B	8,28	11,83	11,48	16,08	12,26	63,47

	Prix de l'utilisation du réseau - flux autoproduit (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,81	3,92	2,93	4,07	2,94	4,06
Version B	0,79	1,21	1,26	1,61	1,29	1,64

TARIF BLEU - OPTION EJP RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
9	152,28	12,55	124,55
12	180,12	12,55	124,55
15	208,56	12,55	124,55
18	235,92	12,55	124,55
36	409,80	12,55	124,55

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an) 54,24

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,88

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	69,12	9,48	12,55	124,55	3,69	3,74
Version B	69,12	9,00	12,99	127,78	1,10	1,61

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Tarifs (a) au 1er août 2023 conformément à l'arrêté du 28 juillet 2023 relatif aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (*NOR : ENER2319775A*).

TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)
3	131,28	19,07
6	162,12	19,07
9	191,64	19,07
12	220,80	19,07
15	249,96	19,07
18	276,36	19,07
24	338,88	19,07
30	400,32	19,07
36	459,48	19,07

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24
Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)	8,88

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
Version A	107,28	9,72	19,07	3,54
Version B	107,28	9,00	19,85	1,13

TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	164,04	19,84	16,07
9	195,12	19,84	16,07
12	226,68	19,84	16,07
15	256,20	19,84	16,07
18	286,68	19,84	16,07
24	354,72	19,84	16,07
30	415,68	19,84	16,07
36	476,40	19,84	16,07

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24
Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)	8,88

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	107,28	10,32	19,84	16,07	3,75	2,69
Version B	107,28	10,68	20,56	16,01	1,22	0,85

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES
en France métropolitaine continentale

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	1600,92

TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU
en France métropolitaine continentale

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	273,12
	Par hW supplémentaire en Euros par an	22,44
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	546,36
	Par hW supplémentaire en Euros par an	22,44
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance > 4 kW	Abonnement en Euros par kW par an	160,92
	Prix d'énergie en c€/kWh	6,56

(*) Puissance minimum à facturer

TARIF UNIVERSEL A 36 kVA NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)
	Terme fixe		
Sans Heures Creuses	38,29		19,07

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	39,70		19,84	16,07

TARIF BLEU - OPTION TEMPO NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	193,32	9,14	16,63	15,66	27,68	17,44	49,15
12	224,04	9,14	16,63	15,66	27,68	17,44	49,15
15	261,24	9,14	16,63	15,66	27,68	17,44	49,15
18	283,68	9,14	16,63	15,66	27,68	17,44	49,15
24-30	417,24	9,14	16,63	15,66	27,68	17,44	49,15
36	472,08	9,14	16,63	15,66	27,68	17,44	49,15

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24
Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)	8,88

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	107,28	10,20
Version B	107,28	10,68

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	9,14	16,63	15,66	27,68	17,44	49,15
Version B	8,48	16,68	16,92	30,31	18,80	51,95

	Prix de l'utilisation du réseau - flux autoproduit (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,71	3,66	2,82	3,77	2,87	3,80
Version B	0,70	1,07	1,25	1,60	1,29	1,64

TARIF BLEU - OPTION EJP NON-RESIDENTIEL
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
12	216,12	10,04	122,06
15	247,44	10,04	122,06
18	274,20	10,04	122,06
36	453,36	10,04	122,06

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an) 54,24

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,88

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	107,28	9,60	10,04	122,06	3,37	3,44
Version B	107,28	9,00	10,50	125,56	1,04	1,60

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

TARIF BLEU
pour éclairage public
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement annuel (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Avec et sans comptage (b) (c)	141,12	14,35

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24
Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)	8,88

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	146,40	14,35	1,10

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Tarifs (a) au 1er août 2023 conformément à l'arrêté du 28 juillet 2023 relatif aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (*NOR : ENER2319779A*).

TARIF JAUNE - OPTION BASE
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version		Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
			Hiver			Eté	
			Pointe	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
	Utilisations Longues	14,68	27,260	27,260	15,160	13,630	7,580
	Utilisations Moyennes	14,68		27,260	15,160	13,630	7,580
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	Utilisations Moyennes			1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements					11,21	€/heure (b)	

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24

TARIF JAUNE - OPTION EJP
en France métropolitaine continentale
EN EXTINCTION - n'est plus proposé

Version		Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
			Hiver		Eté	
			Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
	Utilisations Longues	12,46	45,970	23,460	14,430	9,900
Coefficients de puissance réduite *	Utilisations Longues		1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				11,21	€/heure (b)	

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24

* Utilisations longues : un seul dénivelé possible
(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

TARIF VERT - OPTION AS BASE
en France métropolitaine continentale

Version		Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
			Hiver			Eté	
			Pointe	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
	Courtes Utilisations	33,64	39,800	26,180	12,480	10,000	2,640
Coefficients de puissance réduite *	Courtes Utilisations		1,00	0,96	0,92	0,89	0,89
Calcul		Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
des dépassements		1,13	1,00	0,96	0,92	0,90	0,90
Energie réactive				2,20	c€/kVAr.h		

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54,24
Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW)	14,04

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

TARIF VERT - OPTION A5 EJP
en France métropolitaine continentale

Version		Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
			Hiver		Eté	
			Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Moyennes Utilisations		43,69	40,320	18,140	8,800	1,980
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations		1,00	0,96	0,96	0,58
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste			
	2,40	2,40	1,00	0,96	0,96	0,59
Energie réactive				2,20	c€/kVArh	

Majoration pour les consommateurs non équipés d'un compteur évolué et n'ayant pas mis à disposition d'index de consommation au gestionnaire de réseau de distribution ENEDIS depuis plus de 12 mois, à partir du 1er janvier 2022 (€/an)	54.24
Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW)	14.04

TARIFICATION A LA PUISSANCE
MAJORATION - MINORATION
EN EXTINCTION *en France métropolitaine continentale*

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
	A
BT (*)	7,14
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

(*) : montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version.

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 5

RELATIVE AU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Principes et élaboration

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») a été institué par la loi du 10 février 2000, qui en a fixé les principes fondateurs. Le TURPE concerne l'ensemble du réseau électrique. Ses dispositions sont distinctes pour le réseau de transport (« HTB »), et le réseau de distribution (« HTA » et « BT »). Le TURPE s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseau du territoire français (métropole et territoires d'outre-mer), dont Enedis.

Les principes fondateurs du TURPE, repris dans le code de l'énergie, sont les suivants :

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/200925, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;

- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;

- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code l'énergie : il conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;

- le principe d'horo-saisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code de l'énergie : il précise que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national».

La compétence exclusive de l'élaboration du TURPE a été confiée à la Commission de régulation de l'énergie (article L. 341-3). Pour ce faire, la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Les décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux évolutions du TURPE, en niveau et en structure, sont transmises à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française.

Cadre de régulation et niveau tarifaire

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Il s'agit :

- des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

réseaux et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge;

- des charges de capital : rémunération du capital investi et couverture des dotations aux amortissements et à la provision pour renouvellement. Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables (article L. 341-2) ;

- d'une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et d'une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées par la loi ;

- des dépenses de recherche et développement engagées par le GRD.

Enfin, le TURPE inclut une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux (article L. 341-2), réalisés en concertation avec les AODE.

Le cas échéant, ces dispositions du cadre de régulation tarifaire sont adaptées pour prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges. Par ailleurs, les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées font l'objet d'une correction *a posteriori* pour un nombre limité de postes prédéfinis. C'est pourquoi le TURPE, pluriannuel, prévoit une indexation annuelle selon des règles prédéfinies.

A la couverture de coûts et à la rémunération normale s'ajoute une rémunération de la performance, prenant diverses formes (bonus/malus, indemnisations versées directement au client, indicateurs de qualité). En effet, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux (...) à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

Structure tarifaire

L'article L. 341-4 du Code de l'énergie dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En termes de structure tarifaire, la CRE considère que le TURPE doit concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

- lisibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;

- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse ;

- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels ;

- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Le cas échéant, la CRE s'attache à ce que les modifications introduites par un nouveau tarif soient progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions tarifaires à venir.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 6

CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
  - Particuliers ;
  - Collectivités locales ;
  - Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations:
  - réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
  - relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).
  Ces prestations (catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.
Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés.
Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;
- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.
Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : www.enedis.fr

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 7

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Conditions Générales de Vente

d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale. Mai 2023

Les termes commençant par une majuscule sont définis à l'article 13 des présentes Conditions Générales de Vente.

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).
Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Électricité de France (EDF SA) et au Distributeur Enedis :
- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après consultation des associations de consommateurs représentatives et après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le Point de livraison du Client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités publiées sur son site *enedis.fr/Concessions* ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

1. OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement. Elles sont applicables aux clients résidentiels situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA pour un usage principalement domestique. Le Client doit informer EDF en cas de changement de sa situation, notamment en cas d'affectation de sa consommation à son activité professionnelle. Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le Client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement. Les engagements d'EDF et ceux d'Enedis vis-à-vis du Client, ainsi que les obligations que doit respecter le Client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau de Distribution Basse Tension figurant en annexe.

2. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site *https://particulier.edf.fr/fr/accueil/electricite-gaz/offres-electricite/tarif-bleu.html*. Elles sont en outre remises à tout client résidentiel souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la réglementation en vigueur.

3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

• Date de conclusion
Le Contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le Client choisit de souscrire son Contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le Contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le Client au téléphone.

• Date de prise d'effet
Le Contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le Client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le Catalogue des Prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations) disponible sur le site *https://enedis.fr/Catalogue_des_prestations*. En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant (avec un compteur communicant, la mise en service est réalisée à distance par télé-opération au plus tôt le lendemain de l'envoi de la demande de mise en service, hors intervention sur site nécessaire) et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du Client équipé d'un compteur non communicant, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du Client.
La mise en service est subordonnée au paiement par le Client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.
La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au Client.

• Droit de rétractation
En cas de souscription à distance, le Client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du Contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.
Le Client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.
Lorsque le Client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le Client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.
En cas d'exercice de son droit de rétractation, le Client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

3-2 Titulaire du Contrat

Lors de la souscription du Contrat, EDF demande le nom du ou des Clients. Cette information est reprise sur la première facture.
Le Contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le Point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du Contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du Client, le Contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des Parties.

3-4 Résiliation du Contrat

• Résiliation du contrat par le client
Le Client peut résilier le Contrat à tout moment sans pénalité. Le Client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.
En cas de changement de fournisseur, le Contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du Client.
Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du Client…), le Client doit informer EDF de la résiliation du Contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le Client, qui ne peut être antérieure à la demande.

• Résiliation du contrat par EDF
EDF peut résilier le Contrat en cas de non-respect par le Client de l'une de ses obligations prévues au Contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au Client et restée sans effet dans un délai de trente jours.
Dans le cas particulier du non-paiement par le Client des factures, EDF peut résilier le Contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4.
Le Contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du Contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

• Dans tous les cas de résiliation
Le Client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du Contrat.
Lorsque le Point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations prises en compte pour établir cette facture sont celles télé-relevées au jour de la résiliation. En leur absence, la résiliation est réalisée sur la base des derniers index réels disponibles sur les cinq derniers jours précédant la date de résiliation. À défaut et en dernier ressort, des index estimés sont produits par Enedis. En cas de contestation sur les index estimés, Enedis utilisera l'index auto-relevé cohérent réalisé par le Client le jour de la résiliation et communiqué à EDF. En cas d'absence d'index réels au-delà d'une durée de soixante jours, Enedis mettra tout en œuvre pour obtenir des index réels.
Lorsque le Point de livraison n'est pas équipé d'un compteur communicant, les consommations prises en compte pour établir la facture de résiliation font l'objet:
- soit d'un auto-relevé réalisé par le Client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,
- soit d'une estimation *prorata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du Client sur son Point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),
- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du Client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations disponible sur le site *https://enedis.fr/Catalogue_des_prestations* ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

À la date effective de la fin de son Contrat, le Client doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à la même date, pour pouvoir continuer à consommer de l'électricité sur son Point de livraison. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le Client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site internet *https://particulier.edf.fr/fr/accueil/electricite-gaz/offres-electricite/tarif-bleu.html* et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique.
Le Client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Les caractéristiques du tarif choisi figurent dans le Contrat adressé au Client ainsi que sur chaque facture.
Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le Client (par exemple: Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le prix de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.
Les horaires effectifs des périodes tarifaires sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un Client à l'autre. Enedis peut être amené à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et en informe EDF qui répercute cette information au Client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction – Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.
Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du Contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le Client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire, notamment de la puissance souscrite. Ainsi, lorsque le Client demande à EDF une modification de l'option tarifaire, notamment de la puissance souscrite, il est préalablement informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire en extinction ne pourra plus être demandée par un Client pour un nouveau Contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des Conditions Générales. Lorsque le Client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du Client conformément au coût figurant dans le Catalogue des prestations.
Quand une option tarifaire est supprimée par décision des pouvoirs publics, EDF en informe le Client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le Client se verra appliquer le tarif correspondant prévu par la décision des pouvoirs publics de suppression de ladite option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du Client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du Contrat, EDF conseille le Client sur le tarif à souscrire pour son Point de livraison sur la base des usages et équipements déclarés par le Client.
En cours de Contrat, le Client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du Client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.
Le Client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.
S'il nécessite une intervention technique d'Enedis, ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations sur le site *https://enedis.fr/Catalogue_des_prestations* ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.
Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le Client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance, ou lorsque le Client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en complément des frais mentionnés ci-dessus, le montant facturé par Enedis à EDF, au titre du caractère annuel de la puissance souscrite, selon des modalités qui figurent sur le site *enedis.fr*.
La modification de l'option tarifaire est possible dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RPD consultable sur le site enedis.fr/tarif-dacheminement.
En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au Client.

5. LIMITATION OU SUSPENSION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à la limitation de la puissance du Client ou à la suspension de la fourniture en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 7-3, 7-4 et 7-5.

6. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité comporte notamment:
- le montant de l'abonnement correspondant à la période suivante de facturation,
- la consommation d'électricité (relevée ou estimée) et son montant sur la période de facturation,
- s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Le Catalogue des prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites *edf.fr*, *enedis.fr/Catalogue_des_prestations* ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le Client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

La facture électronique est proposée au Client dans le respect des obligations du Code de la consommation. L'adresse électronique est utilisée dans la relation entre le Client et EDF. Le Client a accès à ses factures archivées dans son espace client pendant une durée de cinq ans, sauf en cas de résiliation du Contrat. Le Client s'engage à informer EDF de tout changement d'adresse électronique. Le Client peut s'opposer à tout moment à la facture électronique et recevoir une facture papier à l'adresse postale qu'il aura communiquée lors de la souscription de son Contrat.

6-2 Modalités de facturation

Si le Client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées tous les deux mois. Ces factures sont établies sur la base de consommations réelles télé-relevées et transmises par Enedis pour les Clients équipés d'un compteur communicant. À défaut, ces factures sont établies sur la base d'un index estimé calculé par EDF, auto-relevé par le Client ou obtenu dans le cadre d'un relevé spécial à la charge du Client.
Selon les situations, les estimations réalisées par EDF sont basées sur:
- la consommation réelle de l'année précédente réalisée sur la même période,
- ou, si l'historique de relevés de compteur n'est pas assez ancien, la consommation réelle récente réalisée sur un mois minimum,
- ou, si aucun relevé réel n'a encore été réalisé, les consommations moyennes constatées pour

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

les autres clients pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Des précisions sont disponibles sur le site *edf.fr*.

Si le Client souhaite que ses factures soient établies sur la base des consommations qu'il relève, il peut transmettre à EDF ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le Client peut transmettre par internet, par téléphone ou tout moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante.

EDF adresse au Client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis si le Client a permis l'accès à ses index à Enedis.

Lorsque les index auto-relevés par le Client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au Contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition *prorata temporis*.

Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du Contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

• Contestation par le Client

En application de l'article 2224 du Code civil, le Client peut contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où il a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

• Régularisation par EDF

EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque Enedis a signifié au Client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au Client à ce titre. Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

7. PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le Client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.

Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

En cas de pluralité de Clients pour un même Contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

7-2 Modes de paiement

Le Client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous. Il peut changer de mode de paiement en cours de Contrat, et en informe EDF par tout moyen.

• Prélèvement automatique, TIP, chèque, carte bancaire

• Mensualisation avec prélèvement automatique

Pour en bénéficier, le Client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au Client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le Client arrêtent d'un commun accord un calendrier de paiements mensuels comprenant onze mensualités de même montant et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Néanmoins, lors de la mise en place de la mensualisation, le premier calendrier de paiement pourra comporter un nombre d'échéances inférieur aux années suivantes car son calcul dépend de la date de relève du compteur.

En cours de période, lorsqu'EDF reçoit un relevé réel de consommation d'Enedis ou en cas d'auto-relevé, EDF estime le nouveau montant de la facture annuelle. Si l'écart entre la nouvelle estimation et l'estimation initiale est de plus d'une mensualité, le calendrier de paiement pourra être révisé automatiquement à la hausse comme à la baisse.

Sous réserve d'éligibilité au dispositif, le Client pourra recevoir mensuellement une proposition d'ajustement de ses mensualités. En cas d'accord du Client, un nouveau calendrier de paiement sera établi et lui sera adressé. Le Client peut à tout moment refuser la proposition d'ajustement faite par EDF. Une facture de régularisation sera adressée au Client une fois par an sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées.

Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de Contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

En cas de deux rejets de prélèvement consécutifs, EDF suspendra le prélèvement automatique. Ainsi, si le Client avait opté pour la mensualisation, elle sera alors automatiquement résiliée. Ses factures lui seront adressées tous les deux mois.

• Espèces

Le Client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site *edf.fr* ou sur simple appel à EDF.

• Chèque énergie conformément aux articles R. 124-1 et suivants du Code de l'énergie.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du Client, les factures sont expédiées :

- soit au(x) Client(s) à l'adresse du point de livraison,
- soit au(x) Client(s) à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le(s) Client(s).

Dans tous les cas, le(s) Client(s) reste(nt) responsable(s) du paiement des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de paiement indiquée sur la facture et sous réserve des dispositions de l'article 7-5, EDF informe le Client par courrier valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou, le cas échéant, suspendue.

À défaut d'accord entre EDF et le Client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus, EDF informe à nouveau le Client, par courrier valant mise en demeure que :

- en l'absence de paiement dans un délai de vingt jours, sa fourniture sera réduite ou, le cas échéant, suspendue,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai de vingt jours, EDF pourra résilier le Contrat de plein droit.

Le Client peut saisir les services sociaux s'il estime qu'il éprouve des difficultés particulières au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence et que sa situation relève des dispositions de l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles.

Tout déplacement pour réduction ou suspension de la fourniture donne lieu à facturation de frais selon le Catalogue des Prestations, sauf pour les clients reconnus en situation de précarité par les Commissions Fonds de Solidarité pour le Logement et les clients bénéficiaires d'un chèque énergie s'étant fait connaître d'EDF, tels que mentionnés à l'article 7-5, selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.

7-5 Dispositions pour les clients en situation de précarité

• Chèque énergie

Conformément à la réglementation en vigueur, le Client, dont les ressources du foyer sont inférieures à un montant défini par décret, bénéficie, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du Code de l'énergie, d'un chèque énergie qui peut servir au paiement de ses factures d'électricité. Ce dispositif fait l'objet d'une information sur le site *chequeenergie.gouv.fr*, sur le site *edf.fr* et sur simple appel au :

0 805 204 805 Service & appel gratuits

• Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »)

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Lorsque le Contrat alimente la résidence principale du Client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le Client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours après en avoir avisé le Client par courrier.

• **Dispositions communes**
Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 7-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :
- si le Client est bénéficiaire d'un chèque énergie conformément aux articles R 124-1 et suivants du Code de l'énergie.
- lorsqu'il a déjà reçu une aide du FSL pour régler sa facture auprès d'EDF,
- si sa situation relève d'une convention signée entre EDF et le département de résidence du Client sur les situations d'impayés en matière de fourniture d'énergie.

7-6 Délai de remboursement

• **En cours de Contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu** (hors chèque énergie et aides) :
- si le Client est mensualisé, il est remboursé sous quinze jours, quel que soit le montant du trop-perçu,
- si le Client n'est pas mensualisé, le Client est remboursé sous quinze jours lorsque le trop-perçu est supérieur à 15 € TTC. S'il s'agit d'une somme inférieure, elle sera déduite de la prochaine facture du Client sauf si le Client fait une demande de remboursement à EDF, auquel cas il est remboursé sous quinze jours à compter de sa demande.

• **En cas de résiliation du Contrat :**
si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du Client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• **En cas de non-respect par EDF de ces délais** :
les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent Contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au Contrat en cours d'exécution.

8. RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du Client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.
Le Client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des Conditions Générales.

9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi modifiée n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et, avec le règlement européen (UE) n°2016/679 dit « RGPD ».

9-1 Quelles données seront collectées sur moi ?

La collecte de certaines données est obligatoire pour permettre l'exécution du Contrat. Il s'agit des données suivantes : les nom, prénom, adresse du Client, offre choisie.
D'autres données sont facultatives (coordonnées bancaires, adresse payeur, coordonnées téléphoniques, courrier électronique...) et permettent notamment de faire bénéficier le Client d'un accompagnement plus personnalisé et plus fluide (espace client, facture électronique, souscription en ligne du Contrat...).

9-2 Dans quel but mes données seront-elles utilisées ?

Les fichiers ont pour finalité générale la gestion des Contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection commerciale par voie électronique par EDF est possible dans le respect de la réglementation. Pour consulter le détail des finalités poursuivies, le Client peut consulter et télécharger la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible sur le site *https://particulier.edf.fr/fr/accueil/charte-donnees-personnelles.html*

9-3 Qui va accéder à mes données ?

Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie ainsi qu'aux tiers autorisés, leurs sont communiquées par EDF.
Le cas échéant, les données nécessaires sont également transmises à des personnes morales dont l'objet est de mener des actions sociales qui apportent notamment des solutions adaptées aux clients en difficulté pour le paiement de leurs factures d'énergie (ex : structures de médiation sociale).
EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les données personnelles nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

9-4 Pendant combien de temps mes données seront-elles conservées ?

EDF ne conserve les données de ses Clients que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont traitées.
Pour consulter le détail des durées de conservations, finalité par finalité, le Client peut consulter la rubrique spécifique de la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible sur le site *https://particulier.edf.fr/fr/accueil/charte-donnees-personnelles.html*.

9-5 Quels sont mes droits sur mes données ?

Le Client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant, dans les conditions prévues par la réglementation :
• d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avéreraient inexactes ou incomplètes,
• d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations, notamment à des fins de prospection commerciale,
• d'un droit à l'effacement de ses données,
• d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
• d'un droit à la portabilité de ses données.
Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander au client de justifier son identité.

9-6 À qui m'adresser pour exercer mes droits ?

Le Client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son Contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au Client. En outre, le Client peut exercer ces droits sur son espace client mentionné à l'article 12. Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF – 20, Place de la Défense – 92050 Paris – La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».
Enfin, le Client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

10. MODES DE RÈGLEMENT DES RÉCLAMATIONS ET DES LITIGES

10-1 Traitement des réclamations

En cas de litige relatif à l'exécution du Contrat, le Client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Service Clients dont les coordonnées figurent sur sa facture.

Si le Client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Clients, il peut saisir l'instance d'appel interne par courrier aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 31942,
62978 Arras Cedex 9

Si ce litige concerne l'acheminement, le Client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse *https://enedis.fr/reclamations* ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Enedis
Tour Enedis - 34 place des Corolles
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ainsi que la nature et, si possible, le montant estimé des dommages directs et certains. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des Clients sur le site *https://enedis.fr/reclamations*.

10-2 Modes de règlement amiable des litiges

Si le Client a sollicité par écrit le Service Clients, puis le Service Consommateurs et s'il reste en désaccord avec la réponse du Service Consommateurs, il peut saisir directement et gratuitement le Médiateur de la consommation du groupe EDF référencé par la Commission d'Évaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC) sur le site *https://mediateur.edf.fr* ou, par courrier, aux coordonnées suivantes:

Médiateur du groupe EDF
TSA 50026 - 75804 PARIS CEDEX 8

Indépendamment de ces recours, si, dans un délai de deux mois, la réclamation écrite du Client auprès d'EDF n'a pas permis de régler le différend, en cas de litige lié à l'exécution du Contrat, il dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie, référencé par la Commission d'Évaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC), sur le site *https://energie-mediateur.fr* ou, par courrier, aux coordonnées suivantes:

Médiateur national de l'énergie
Libre réponse n°59252
75443 PARIS CEDEX 9

10-3 Dispositions communes

Ces modes de règlement amiable des litiges sont facultatifs pour le Client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes. EDF informera le Client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le Client de ces modifications contractuelles, le Client peut résilier son Contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le Client du projet de modification. Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

12 . CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le Client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au 3404 ou par courrier électronique à l'adresse « service-client@edf.fr ».
Pendant la durée du Contrat, EDF met à disposition du Client, un espace client personnel sécurisé sur le site *edf.fr*, lui permettant notamment de consulter son Contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le Point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le Client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site *enedis.fr*.

Le Client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante: *https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel*

Le Client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition Bloctel sur le site *bloctel.gouv.fr*.

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.

13. DÉFINITIONS

• Catalogue des Prestations
Catalogue dans lequel figurent les prestations d'Enedis et leurs prix en vigueur et disponible sur le site *https://enedis.fr/Catalogue_des_prestations*.

• Client
Le Client est la personne physique qui conclut le Contrat pour un usage domestique et qui en devient le titulaire.

• Contrat unique/Contrat
Le Contrat unique porte à la fois sur la fourniture d'électricité et sur l'accès au Réseau Public de Distribution/RPD et son utilisation (acheminement de l'électricité). Le Contrat unique comprend les pièces contractuelles suivantes, qui sont envoyées ou remises au Client et tenues à sa disposition sur le site edf.fr:
- les présentes Conditions Générales de Vente,
- la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD Basse Tension pour les clients résidentiels et professionnels,
- leurs éventuels avenants,

Le Contrat unique contient ainsi l'intégralité de l'accord des Parties: il annule et remplace tout échange antérieur portant sur le même objet et constitue un ensemble indissociable.

• Enedis
Entité exerçant l'activité de Gestionnaire des Réseaux Publics de Distribution.

• Partie(s)
Le Client ou EDF ou les deux selon le contexte.

• Point de livraison
Point physique où l'électricité est soutirée au réseau et correspond à la notion de point de connexion telle que définie à la section I.10 de l'annexe à la décision ministérielle du 23 septembre 2005 modifiée approuvant les tarifs d'utilisation des Réseaux Publics de Transport et de Distribution d'électricité. Le Point de livraison est généralement identifié par référence à l'extrémité d'un élément d'ouvrage électrique. Il coïncide généralement avec la limite de propriété.

• Réseau Public de Distribution/RPD
Le Réseau Public de Distribution est constitué des ouvrages compris dans les concessions de distribution publique d'électricité, en application des articles L. 2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales et des articles L. 111- 54, L. 111-55 et L. 334-2 du Code de l'énergie.

Mai 202

© EDF 2023 – ILSMCTB – Le Groupe EDF est certifié ISO 14 001

EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08 – France
Capital de 2 000 466 841 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
www.edf.fr

Direction Commerce

Tour EDF
20 place de La Défense
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2021 de l'électricité de votre offre :
82,7 % nucléaire, 8 % renouvelables (dont 2,4 % hydraulique et marine), 7,5 % gaz, 0,9 % charbon, 0,5 % pétrole, 0,4 % autres fossiles.
Origine 2021 de l'électricité vendue par EDF et indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique

Préambule

Dans le présent document le terme "GRD" désigne le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le présent document reprend de manière synthétique l'ensemble des clauses des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution (RPD) basse tension, qui explicitent les engagements du GRD et du Fournisseur vis-à-vis du Client, ainsi que les obligations que doit respecter le Client. Il concerne les Clients ayant signé un Contrat Unique avec un Fournisseur.

Ces dispositions générales sont incluses dans le contrat dénommé par l'usage « Contrat GRD-F », conclu entre le GRD et le Fournisseur, afin de permettre l'acheminement effectif de l'énergie électrique. La reproduction du Contrat GRD-F en annexe au Contrat Unique selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le Client est assurée au moyen de la présente annexe. Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans le contrat GRD-F que le Fournisseur aurait souscrit envers le Client, notamment en matière de continuité ou de qualité de fourniture, ne saurait être opposable au GRD et engage le seul Fournisseur vis-à-vis de son Client.

Le Contrat GRD-F en vigueur est aussi directement disponible sur le Site internet du GRD : www.enedis.fr

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même Site, le GRD publie également :

- ses Référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles que le GRD applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du Référentiel clientèle du GRD est accessible à l'adresse www.enedis.fr/media/1998/download
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre du GRD aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site internet du GRD www.enedis.fr/documents?types=475. Le Client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées.

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les Référentiels du GRD et dans son catalogue des prestations. En cas de contradiction entre les Référentiels et le catalogue des prestations d'une part et la présente annexe du contrat GRD-F d'autre part, les dispositions de la présente annexe prévaudront.

Les mots ou groupes de mots commençant par une majuscule sont définis au glossaire de la présente annexe.

Glossaire

Client : utilisateur du RPD consommant de l'électricité achetée à un fournisseur exclusif, via un Contrat Unique. Un Client peut l'être sur plusieurs sites.

Compteur : équipement de mesure de la consommation et/ou de la production d'électricité.

Compteur Communicant : Compteur connecté au réseau de télécommunication et/ou utilisant le courant porteur en ligne, déclaré comme communicant par le GRD et intégré dans les nouveaux systèmes d'information du GRD permettant d'utiliser toutes les fonctionnalités du Compteur Communicant. Ses caractéristiques techniques sont fixées par l'arrêté du 4 janvier 2012. Le Compteur Communicant est consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le GRD.

Contrat GRD-F : contrat conclu, y compris ses annexes, entre le GRD et un fournisseur relatif à l'accès et l'utilisation du RPD. Il est conclu en application de l'article L 111-92 du code de l'énergie, en vue de permettre au Fournisseur de proposer aux Clients un Contrat Unique.

Contrat Unique : contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation du RPD, signé entre un Client et un Fournisseur unique pour un ou des Points de Livraison. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le Fournisseur concerné et le GRD. Il comprend la présente annexe 2bis du Contrat GRD-F.

Disjoncteur de branchement (ou disjoncteur général) : appareil général de commande et de protection de l'installation électrique intérieure du Client. Il coupe le courant en cas d'incident (surcharge, court-circuit, ...). Une fois le problème résolu, le courant peut être rétabli en réarmant le disjoncteur.

Fournisseur : entité qui dispose de l'autorisation d'achat d'électricité pour revente, conformément à l'article L333-1 du code de l'énergie.

GRD (Gestionnaire du Réseau Public de Distribution) : personne morale en charge de l'exploitation, l'entretien et du développement du RPD dans une zone donnée et, le cas échéant, de l'interconnexion avec d'autres réseaux, ainsi que de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité.

Point de Livraison (PDL) : point physique situé à l'aval des bornes de sortie du Disjoncteur de branchement, si le Client dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ou de l'organe de sectionnement, si le Client dispose d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, et au niveau duquel le Client soutire de l'électricité au RPD. L'identifiant et l'adresse du PDL sont précisés dans le Contrat Unique du Client.

Réseau Public de Distribution (RPD)

Réseau Public de Distribution d'électricité géré par le GRD. Celui-ci est constitué des ouvrages compris dans les concessions de distribution publique d'électricité, en application des articles L2224-31 et suivants du code général des collectivités territoriales et à l'article L111-52 du code de l'énergie, ou conformément aux articles R321-2 et R321-4 du code de l'énergie définissant la

© Copyright Enedis

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Référentiels (du GRD)

Il s'agit du Référentiel Clientèle et de la Documentation Technique de Référence disponibles aux adresses internet suivantes :

- Le Référentiel Clientèle : www.enedis.fr/documents?types=12
- La Documentation Technique de Référence : www.enedis.fr/documents?types=11

L'état de publication des règles du Référentiel est accessible à l'adresse internet suivante : www.enedis.fr/media/1998/download

1 — Le cadre général de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

En tant que GRD sur les territoires qui lui sont concédés, le GRD assure la mission d'acheminement de l'énergie électrique jusqu'au PDL du Client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur, et par le cahier des charges de concession de distribution publique d'électricité applicable au PDL du Client. Ces missions sont exercées dans des conditions objectives, transparentes, et non discriminatoires.

Le Client a la possibilité d'obtenir auprès du GRD le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site internet du GRD www.enedis.fr/cdc-concessions.

Le Client choisit son Fournisseur d'électricité et conclut avec lui un Contrat Unique. Il dispose alors d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture d'électricité que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Le Client et le GRD peuvent toutefois être amenés à avoir des relations directes dans les cas suivants :

- prise de rendez-vous pour le relevé, la modification, le contrôle, l'entretien, le renouvellement et le dépannage des Dispositifs de comptage selon les modalités indiquées dans le contrat GRD-F ;
- prise de rendez-vous lorsque le rendez-vous pris par le Fournisseur ne peut être honoré, ou en cas d'échec de télé-opération pour les Clients équipés d'un Compteur Communicant ;
- réclamation mettant en cause la responsabilité du GRD en manquement à ses obligations, vis-à-vis du Client, mises à sa charge aux termes du contrat GRD-F ;
- contrôle du respect des engagements du Client en matière de qualité et de non-perturbation du RPD mis à sa charge aux termes du contrat GRD-F ;
- enquêtes que le GRD peut être amené à entreprendre auprès des Clients - éventuellement via le Fournisseur - en vue d'améliorer la qualité de ses prestations ;
- dans le cas de modification des ouvrages de raccordement ;
- information du Client préalablement aux Coupures pour travaux ou pour raison de sécurité et lors des Coupures pour incident affectant le RPD et autres cas d'urgence (notamment pour la sécurité des biens et des personnes) ;
- information des Clients alimentés en HTA sur les conditions de qualité et de continuité du Site selon les modalités indiquées dans le contrat GRD-F ;
- information des clients en vue de la transmission par le client d'un index auto-relevé
- information des Clients en cas de défaillance de la part du Fournisseur, selon les dispositions réglementaires applicables ;
- Information du client pour confirmer l'heure d'arrivée à un RDV ;
- Information du client de la programmation d'une intervention demandée par son fournisseur ou par lui-même.

L'évolution de cette liste peut être discutée dans les instances de concertation auxquelles est associé le Fournisseur. Le cas échéant, elle sera mise à jour lors de la prochaine évolution du contrat GRD-F.

Les coordonnées du GRD figurent dans le Contrat Unique du Client.

Le client autorise le Fournisseur à communiquer les données de contact du Client dont il dispose au titre du Contrat Unique au GRD, afin d'exécuter ses missions définies à l'article L322-8 du Code de l'énergie.

2 — Les obligations du GRD dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

2.1. Les obligations du GRD à l'égard du Client

Le GRD est tenu à l'égard du Client de :

1) garantir un accès non discriminatoire au RPD

2) assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage

Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées du GRD.

3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par le GRD www.enedis.fr.

4) offrir la possibilité au Client qui dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA de communiquer ses index, lorsqu'il ne dispose pas d'un Compteur Communicant : c'est l'auto-relevé.

Ces index peuvent être communiqués au GRD directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par le GRD notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Le GRD peut prendre contact avec le Fournisseur ou le Client pour valider l'index transmis, voire programmer un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial payant.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Cet auto-relevé ne dispense pas le Client de laisser les agents du GRD accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

2.2. Les obligations du GRD à l'égard du Client comme du Fournisseur

Le GRD est tenu à l'égard du Client comme du Fournisseur de :

1) acheminer l'énergie électrique jusqu'au Point de Livraison du Client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique mentionnés ci-dessous conformément à la réglementation en vigueur (dont les articles D322-1 à D 322-10 du code de l'énergie relatifs aux missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution en matière de qualité de l'électricité et les prescriptions du cahier des charges de concession applicable).

➢ **Engagements du GRD en matière de continuité :**

Le GRD s'engage à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation en électricité, dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique. Le GRD informe le Client, sur son Site internet www.enedis.fr sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité.

➢ **Engagements du GRD en matière de qualité de l'onde :**

Le GRD s'engage à livrer au Client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Le GRD maintient la tension de fourniture au PDL à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé. La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR.

Ces engagements du GRD en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 6-4 et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. La durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser ;
- dans les cas cités aux articles 5-5 et 5-6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part du GRD, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, pour des raisons accidentelles, sans faute de la part du GRD.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, le GRD verse une pénalité au bénéfice du Client concerné, le cas échéant via son Fournisseur. Le montant et les conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément à la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD. A titre d'information, dans la délibération de la CRE du 21 janvier 2021relative aux tarifs d'utilisation du RPD :

- cette pénalité est versée pour toute coupure de plus de 5 heures, imputable à une défaillance du RPD géré par le GRD ou du réseau public de transport géré par RTE ;
- elle est égale à un montant forfaitaire, décliné par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures ;
- elle s'applique automatiquement, sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de la responsabilité civile de droit commun du GRD ;
- afin de prendre en compte les situations extrêmes, conformément à la délibération précitée, cette pénalité n'est pas versée aux Clients concernés, en cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des Clients finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport.

2) réaliser les interventions techniques selon les modalités techniques et financières des Référentiels du GRD et de son catalogue des prestations.

Dans le cas où le GRD n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le Client, au moins 2 jours ouvrés avant la date fixée. S'il ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait du GRD, le GRD verse automatiquement au bénéfice du Client concerné, via le Fournisseur, un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par le GRD est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, le GRD facture au Fournisseur un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le Client ou le Fournisseur a reporté ou annulé ce rendez-vous plus de 2 jours ouvrés avant la date fixée.

Si le Client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter ce rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, le GRD procède alors au remboursement du frais appliqué.

Les frais pour déplacement vain ou de dédit sont régis par les décisions sur les tarifs d'utilisation du RPD et des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le GRD. Leur montant figure au catalogue des prestations du GRD en vigueur.

3) assurer les missions de comptage dont il est légalement investi.

Le GRD est chargé du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

Le dispositif de comptage comprend notamment :

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : le Compteur pour l'enregistrement des consommations et le Disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le Disjoncteur de branchement lorsque le Client ne dispose pas d'un Compteur communicant, ou par le Compteur Communicant.
- si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA : le Compteur et les transformateurs de courant pour l'enregistrement des consommations et le contrôle de la puissance souscrite.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Il est fourni par le GRD, à l'exception du Disjoncteur qui doit être fourni par le Client dans le cas où celui-ci demande une puissance supérieure à 36 kVA.

La pose d'un Compteur Communicant s'effectue à l'initiative du GRD conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie. Dans le cas où le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le Client ou son Fournisseur souhaite un service nécessitant un Compteur Communicant alors que le Client n'en dispose pas encore, le GRD installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses Référentiels et son catalogue des prestations.

Le GRD est en outre chargé du contrôle métrologique de tous les éléments du dispositif de comptage, de la pose, de l'entretien et du renouvellement des éléments du dispositif de comptage qu'elle a fournis. Les frais correspondant sont à la charge du GRD, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par le GRD, soit par un expert choisi en commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais sont à la charge du GRD si ces appareils ne sont pas reconnus exacts dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du Client dans le cas contraire.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par le GRD, le GRD informe le Client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du PDL concerné ou avec celles d'un PDL présentant des caractéristiques de consommation comparables conformément aux modalités décrites dans les Référentiels du GRD. Le GRD peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le Client. Sans réponse du Client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et le GRD procède à la rectification.

Dans le cadre de l'exécution du Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

Conformément à l'article L224-11 du code de la consommation, aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être imputée au Client, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque le GRD a signifié au Client par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le Client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- ou en cas de fraude.

4) assurer la sécurité des tiers relativement au RPD

5) entretenir le RPD, le développer ou le renforcer selon la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le RPD entre le GRD et l'autorité concédante, définie dans chaque cahier des charges de concession.

6) informer le Client en cas de coupures pour travaux ou pour raison de sécurité

Lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires, le GRD les porte à la connaissance du Client et du Fournisseur, au moins 3 jours à l'avance, avec l'indication de la durée prévisible d'interruption, par voie de presse, d'affichage ou d'informations individualisées, conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession.

Lorsque le GRD est amené à couper une alimentation pour des raisons de sécurité, il fait ses meilleurs efforts pour en informer les clients concernés.

7) informer le Client lors des coupures suite à incident affectant le RPD

Le GRD met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession du GRD relatifs à la coupure subie. Le numéro de téléphone à appeler est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client.

8) assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel

Pour l'exécution du Contrat Unique, le Client autorise le GRD à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

Protection des informations commercialement sensibles :

Le GRD préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont elle a connaissance dans l'exercice de ses missions, conformément aux dispositions de l'article L111-73 du code de l'énergie.

Protection des données à caractère personnel :

Le GRD protège, collecte et traite les données à caractère personnel, conformément à la règlementation relative à la protection des données à caractère personnel et, en particulier à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 et au RGPD.

Le GRD ne fait pas de prospection commerciale et ne vend aucune donnée.

Le GRD traite les données à caractère personnel collectées et transmises par les Fournisseurs pour l'exercice de ses missions de service public.

Il s'agit du nom, prénom, civilité, adresse du PDL (Point de Livraison), l'adresse postale et le cas échéant, des données complémentaires : l'adresse électronique du

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Client et s'il y a lieu, de son représentant technique et/ou son numéro de téléphone.

Le GRD collecte plusieurs types d'informations par exemple, les index de consommation et la puissance souscrite qui font l'objet d'un traitement informatique afin de permettre au GRD d'assurer ses missions de service public telles que définies par le code de l'énergie, notamment en matière de comptage, d'exploitation, d'investissement et de développement du RPD ou l'intégration des énergies renouvelables.

Les traitements effectués sur les données utilisées et produites par les Compteurs Communicants sont encadrés par le code de l'énergie. Par défaut :

- le GRD collecte les données de consommation journalière (consommation globale du PRM sur une journée) pour permettre au Client de consulter gratuitement l'historique de ses consommations, conformément au code de l'énergie ;
- les données au pas inférieur à la journée sont enregistrées en local, dans la mémoire du compteur du Client, sans transmission au GRD, au Fournisseur ou à un tiers.

Néanmoins le Client peut s'opposer à l'enregistrement des données au pas inférieur à la journée en local ou demander, de manière libre, spécifique, éclairé et univoque, l'activation de la collecte (et donc de la transmission automatique au GRD) de ces données.

Le GRD peut collecter les données au pas inférieur à la journée de manière ponctuelle lorsqu'elles sont nécessaires à l'accomplissement de ses missions de service public définies par le code de l'énergie.

La transmission des données au pas inférieur à la journée au Fournisseur ou à des tiers ne peut intervenir qu'avec l'accord préalable libre, explicite, éclairé et univoque du Client conformément à la législation sur la protection des données à caractère personnel.

Cet accord peut être adressé soit directement au GRD, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le Fournisseur s'engage à en apporter la preuve à première demande du GRD, dans le délai défini par la procédure de contrôle concertée avec le Fournisseur. En l'absence de justificatif, le GRD interrompra immédiatement la transmission.

Cependant, pour l'exécution de leurs missions respectives, le GRD communique au responsable d'équilibre, en application de l'article R341-5 du code de l'énergie, les courbes de charge et index quotidiens, qui font l'objet de traitements dans le cadre de la reconstitution des flux.

Les données de consommation ne peuvent être conservées que pour une durée maximum de 24 mois. Le GRD peut être amené à conserver les données à caractère personnel du Client collectées par le Fournisseur et transmises au GRD pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

Le Client dispose d'un droit d'accès, d'opposition, de rectification et d'effacement ainsi que d'un droit à la limitation du traitement et à la portabilité des données à caractère personnel le concernant.

Pour l'exercice de ces droits, le Client peut contacter le Fournisseur et/ou le GRD.

Si le Client contacte le Fournisseur, ce dernier traite la demande pour les données qui le concernent et, le cas échéant, invite le Client à se rapprocher du GRD pour le traitement des données qui le concernent.

Si le Client contacte le GRD, ce dernier traite la demande pour les données qui le concernent et, le cas échéant, invite le Client à se rapprocher du Fournisseur pour le traitement des données qui le concernent.

Dans le cas où le Client mandate son Fournisseur pour l'exercice de ses droits par son intermédiaire, le Fournisseur traite la demande reçue par le Client et la transmet au GRD.

Le Client peut exercer ce droit par courriel (dct-informatiqueetlibertes@enedis.fr) ou par courrier au GRD :

Tour Enedis - Service National Consommateurs
6ème étage
34, place des Corolles- 92079 Paris La Défense CEDEX

Le courrier doit préciser le nom et prénom, adresse actuelle et référence PDL du Client accompagnée d'une pièce justificative d'identité.

Le Client a le droit d'introduire une réclamation auprès de la CNIL.

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet au GRD d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par le GRD.

Le droit d'effacement ne peut être exercé par le Client que pour les données à caractère personnel qui ne sont pas indispensables à l'exercice des obligations légales du GRD.

9) traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées

10) indemniser le Client dès lors que la responsabilité du GRD est engagée au titre du paragraphe 6-1

2.3. Les obligations du GRD à l'égard du Fournisseur

Le GRD s'engage spécifiquement à l'égard du Fournisseur à :

- élaborer, valider et lui transmettre les données qui lui sont nécessaires pour facturer le Client en Contrat Unique ;
- assurer l'accueil et le traitement de ses demandes ;
- suspendre ou limiter l'accès du Client au RPD à la demande du Fournisseur, selon les modalités définies dans ses Référentiels et son catalogue des prestations ;
- transmettre au gestionnaire de réseau de transport RTE, et le cas échéant au responsable d'équilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- autoriser l'établissement d'un lien hypertexte du site internet du Fournisseur vers la page d'accueil du Site internet du GRD.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

3 — Les obligations du Client dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Le Client s'engage à :

1) assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables et satisfaire à une obligation de prudence, notamment pour éviter que ses installations perturbent le réseau et pour qu'elles supportent les perturbations liées à l'exploitation du RPD.

Le GRD met à disposition du Client, sur son site internet www.enedis.fr des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du Client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

L'installation électrique intérieure du Client commence :

- à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur de branchement si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA ;
- à l'aval des bornes de sortie de l'appareil de sectionnement si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA.

L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du Client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur.

Elle est entretenue de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD et à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ce réseau, ni celle du public.

Le Client doit :

- veiller à la conformité de ses appareils et installations électriques aux normes en vigueur. En aucun cas, le GRD n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du Client ;
- ne pas raccorder un tiers à son installation intérieure.

Le GRD se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

2) garantir le libre accès et en toute sécurité du GRD au dispositif de comptage

Le Client s'engage à prendre toute disposition pour permettre au GRD d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage. Dans le cadre du déploiement des Compteurs Communicants, le Client doit laisser le GRD procéder au remplacement du Compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie ;
- le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue au GRD en application de l'article L322-8 du code de l'énergie ;
- le relevé du Compteur au moins une fois par an, si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, autant de fois que nécessaire si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA. Dans les cas où l'accès au Compteur nécessite la présence du Client, celui-ci est informé au préalable du passage du GRD. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, le GRD peut demander un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues au catalogue des prestations du GRD.

3) veiller à l'intégrité des ouvrages de son branchement individuel, y compris du comptage afin de prévenir tout dommage accidentel

Le Client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un forfait « Agent assermenté » dont le montant figure au catalogue des prestations du GRD.

4) le cas échéant, déclarer et entretenir les Installations de Production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des Installations de Production d'électricité raccordées aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer le GRD et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence d'installations de Production d'électricité raccordées aux installations du site, et de toute modification de ceux-ci. L'énergie ainsi produite doit être exclusivement destinée à l'autoconsommation du Client et ne peut donc pas être injectée sur le RPD. Si le Client souhaite pouvoir injecter sur le RPD, il est tenu de signer un contrat dit "d'injection" auprès du GRD.

En aucun cas la mise en œuvre d'une ou plusieurs Installations de Production ne peut intervenir sans l'accord écrit du GRD.

5) Veiller à la suppression du raccordement s'il souhaite interrompre définitivement son accès au RPD.

6) transmettre s'il n'est pas équipé d'un compteur communicant, une auto-relève de ses consommations au GRD au moins une fois par an.

Le Client peut pour cela soit :

- se connecter au site https://www.enedis.fr/faire-le-releve-en-ligne
- appeler le serveur vocal d'Enedis au 09 70 82 53 83 (prix d'un appel local)

En l'absence d'un index de consommation transmis par le Client au moins une fois par an, conformément à la délibération de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) du 17 mars 2022, des frais lui seront facturés par le Fournisseur pour assurer la gestion spécifique des compteurs ancienne génération. Seule la pose d'un Compteur Communicant peut mettre un terme à la facturation de ces frais.

4 — Le Fournisseur et l'accès/utilisation du Client au Réseau Public de Distribution

Le Fournisseur est l'interlocuteur privilégié du Client dans le cadre du Contrat Unique.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD, et sans préjudice du paragraphe 6.1 en ce qui concerne la responsabilité du GRD, il s'engage à l'égard du Client à :

- l'informer relativement aux dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD, d'une part, en annexant à son Contrat Unique la présente synthèse et d'autre part, en l'invitant à se reporter au Contrat GRD-F pour avoir l'exhaustivité des clauses de ce contrat ;
- souscrire pour lui auprès du GRD un accès au RPD respectant la capacité des ouvrages ;
- assurer l'accueil de ses demandes et de ses réclamations ;
- l'informer que le Client engage sa responsabilité en cas de non-respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé au GRD ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;
- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer au GRD dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation du RPD, ainsi que les prestations, le concernant.

Le Fournisseur s'engage spécifiquement à l'égard du GRD à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition du GRD les mises à jour des données concernant le Client.

5 — Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les Référentiels du GRD et dans son catalogue des prestations.

5.1. Mise en service

La mise en service à la suite d'un raccordement nouveau nécessite d'avoir préalablement accompli toutes les formalités de raccordement.

La mise en service des installations du Client est alors subordonnée :

- à la réalisation des travaux éventuellement nécessaires ;
- au paiement de la facture de raccordement ;
- à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie.

Lorsqu'un Client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Dans le cas d'un site avec puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA pour lequel l'alimentation a été maintenue, y compris avec une puissance limitée, le Client doit, dans les plus brefs délais, choisir un Fournisseur qui se chargera pour lui des formalités de mise en service. Cette mise en service sur installation existante est subordonnée à la conclusion d'un Contrat Unique avec un Fournisseur. Dans les cas où il a été procédé à une rénovation complète des installations intérieures du Client, ayant nécessité une mise hors tension à sa demande, le Client doit produire une nouvelle attestation de conformité, conformément aux articles du code de l'énergie précités.

5.2. Changement de Fournisseur

Le Client s'adresse au Fournisseur de son choix. Celui-ci procède aux actions nécessaires en liaison avec le GRD.

Le changement de Fournisseur s'effectue sans suspension de l'accès au RPD.

5.3. Résiliation du contrat à l'initiative du Client ou du Fournisseur

Le Client ou le Fournisseur peut résilier le Contrat Unique selon les dispositions qui y sont prévues.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 5.5 s'appliquent.

5.4. Défaillance du Fournisseur

Le Client est informé par le Fournisseur défaillant au sens de l'article L333-3 du code de l'énergie, ou par le GRD, des dispositions lui permettant de conclure au plus tôt un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur de secours désigné par le ministre de l'énergie ou tout autre Fournisseur de son choix.

5.5. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du GRD

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, le GRD peut procéder à la suspension ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité des installations à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance du GRD ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par le GRD, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le Client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'énergie, dûment constaté par le GRD ;
- refus du Client de laisser le GRD accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- refus du Client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- si le CoRDiS prononce à l'encontre du Client, pour son site, la sanction d'interdiction temporaire d'accès au réseau en application de l'article L134-27 du code de l'énergie ;
- absence de Contrat Unique ;
- résiliation de l'accès au RPD demandée par le Fournisseur ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du Client.

5.6. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur

Lorsque le Client n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat ou en cas de manquement contractuel du Client, le Fournisseur a la faculté, conformément au catalogue des prestations et dans le respect de la réglementation en vigueur :

- de demander au GRD de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander au GRD de limiter la puissance souscrite du Client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA. Cette prestation est possible :
  - pour les Clients résidentiels ;
  - pour les Clients professionnels, lorsque le Client dispose d'un Compteur Communicant.

5.7. Souscription et ajustement des puissances des PRM Eclairage Public (EP) avec comptage BT ≤ 36 kVA

Pour les PRM d'éclairage public, lorsque le client fait le choix d'une puissance « non-contrôlée », il autorise le GRD et son Fournisseur à accéder aux données fines de consommations sur les 12 mois précédant la date du contrôle conformément aux Référentiels du GRD.

6 — Responsabilité

6.1. Responsabilité du GRD vis-à-vis du Client

Le GRD est seul responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le Client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre du GRD pour les engagements du GRD vis-à-vis du Client contenus dans le contrat GRD-F. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis du GRD

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés au GRD en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le GRD peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Il en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.

6.3. Responsabilité entre le GRD et le Fournisseur

Le GRD et le Fournisseur sont responsables l'un envers l'autre des dommages directs et certains résultant de la non-exécution ou de la mauvaise exécution par eux d'une ou plusieurs obligations mises à leur charge au titre du Contrat GRD-F.

Le GRD est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations du GRD vis-à-vis du Client.

6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement échappant au contrôle du débiteur, qui ne pouvait être raisonnablement prévu lors de la conclusion du contrat et dont les effets ne peuvent être évités par des mesures appropriées empêchant l'exécution de son obligation, mentionnée dans le présent contrat, par le débiteur.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport, annexé au décret n°2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté du GRD et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le GRD sont privés d'électricité ; cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du GRD ;

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

— les délestages organisés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément aux dispositions législatives et réglementaires, notamment l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestages sur les réseaux électriques et l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure.

7 — Réclamations et recours

En cas de réclamation relative à l'accès ou à l'utilisation du RPD, le Client peut, selon son choix, porter sa réclamation :

— soit auprès de son Fournisseur, en recourant à la procédure de règlement amiable décrite aux paragraphes 7-1 et 7-2 ;

— soit directement auprès du GRD en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le Site Internet www.enedis.fr ou bien en adressant un courrier au GRD.

Le Client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

7.1. Traitement d'une réclamation d'un Client

Le Client transmet sa réclamation au Fournisseur ou directement au GRD, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet au GRD la réclamation dans un délai de cinq jours ouvrés à compter de la date à laquelle il a reçu la réclamation du Client lorsqu'elle concerne le GRD, selon les modalités convenues. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du Client qui sont à sa disposition.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, le GRD procède à l'analyse de la réclamation et communique sa réponse.

Les réponses apportées au Client doivent mentionner les recours possibles.

7.2. Dispositions spécifiques pour le traitement d'une réclamation avec demande d'indemnisation

Le Client, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou négligence du GRD ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou au GRD. Afin de faciliter le traitement de la réclamation, il est conseillé au Client de l'adresser, dans un délai de vingt jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le Client doit préciser *a minima* les éléments suivants :

— date, lieu et, si possible, heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ;

— nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, le GRD procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du Client.

En cas d'incident avéré, le Client doit transmettre au GRD, le cas échéant via son Fournisseur, un dossier tendant à établir un lien de causalité entre l'incident et le dommage déclaré, et donnant une évaluation aussi précise que possible du préjudice subi, accompagnée des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, le GRD ou son assureur verse au Client le montant de l'indemnisation convenue.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le Client peut demander au GRD, via son Fournisseur, d'organiser ou organiser lui-même une expertise amiable. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le Client peut saisir le tribunal compétent.

7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par le GRD, le Client peut saisir l'instance de recours au sein du GRD mentionnée dans la réponse qui lui a été apportée.

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des dispositions de la présente annexe, le Client peut saisir, par l'intermédiaire de son Fournisseur, les services compétents du GRD en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès du GRD.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'Energie, conformément à l'article L122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du Client au Fournisseur ou au GRD, qui n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation écrite, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

8 — Révision du présent document

Toute modification du présent document sera portée à la connaissance du Client par l'intermédiaire du Fournisseur.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Conditions Générales de vente

d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale. Juin 2022

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).
Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :
- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après consultation des associations de consommateurs représentatives et après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités publiées sur son site *enedis.fr/Concessions* ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

1. OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement. Elles sont applicables aux clients résidentiels situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

2. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site *edf.fr*. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la règlementation en vigueur.

3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

• Date de conclusion
Le contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le client choisit de souscrire son contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le client au téléphone.

• Date de prise d'effet
Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.
La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.
La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au client.

• Droit de rétractation
En cas de souscription à distance, le client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.
Le client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.
Lorsque le client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.
En cas d'exercice de son droit de rétractation, le client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom du ou des clients. Cette information est reprise sur la première facture.
Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client
Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Le client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.
En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.
Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client…), le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client, qui ne peut être antérieure à la demande.

• Résiliation du contrat par EDF
EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.
Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4.
Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation
Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :
- soit d'un auto-relevé réalisé par le client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,
- soit d'une estimation *prorata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *prorata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site *edf.fr* et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique.

Le client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Les caractéristiques du tarif choisi figurent dans le contrat adressé au client ainsi que sur chaque facture.

Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses…). Chacun de ces termes intègre le prix de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et en informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction – Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire en extinction ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer le tarif correspondant prévu par la décision des pouvoirs publics de suppression de ladite option tarifaire.

Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance, ou lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en complément des frais mentionnés ci-dessus, le montant facturé par Enedis à EDF, au titre du caractère annuel de la puissance souscrite, selon des modalités qui figurent sur le site *enedis.fr*.

La modification de l'option tarifaire est possible dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RPD consultable sur le site *enedis.fr/tarif-dacheminement*.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

5. INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance du client en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 7-3, 7-4 et 7-5.

6. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité comporte notamment :

- le montant de l'abonnement correspondant à la période suivante de facturation,
- la consommation d'électricité relevée ou estimée) et son montant sur la période de facturation,
- s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Le Catalogue des prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites *edf.fr*, *enedis.fr/Catalogue_des_prestations* ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

La facture électronique est proposée au client dans le respect des obligations du code de la consommation. L'adresse électronique est utilisée dans la relation entre le client et EDF. Le client a accès à ses factures archivées dans son espace client pendant une durée de 5 ans, sauf en cas de résiliation du contrat. Le client s'engage à informer EDF de tout changement d'adresse électronique. Le client peut s'opposer à tout moment à la facture électronique et recevoir une facture papier à l'adresse postale qu'il aura communiquée lors de la souscription de son contrat.

6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées tous les deux mois.

EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès à ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client. Selon les situations, les estimations réalisées par EDF sont basées sur :

- la consommation réelle de l'année précédente réalisée sur la même période,
- ou, si l'historique de relevés de compteur n'est pas assez ancien, la consommation réelle récente réalisée sur un mois minimum,
- ou, si aucun relevé réel n'a encore été réalisé, les consommations moyennes constatées pour les autres clients pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Des précisions sont disponibles sur le site *edf.fr*.

Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base des consommations qu'il relève, il peut transmettre à EDF ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, par téléphone ou tout moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante.

Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics.

En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

est alors calculé selon une répartition forfaitaire en proportion de la durée de chaque période écoulée.
Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

• Contestation par le client
En application de l'article 2224 du code civil, le client peut contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où il a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

• Régularisation par EDF
EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.
La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :
- lorsque Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre. Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

7. PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. A défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.
Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.
Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.
En cas de pluralité de clients pour un même contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous. Il peut changer de mode de paiement en cours de contrat, et en informe EDF par tout moyen.

• Prélèvement automatique, TIP, TIP en ligne, chèque, carte bancaire

• Mensualisation avec prélèvement automatique
Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le client arrêtent d'un commun accord un calendrier de paiements mensuels comprenant onze mensualités de même montant et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Néanmoins, lors de la mise en place de la mensualisation, le premier calendrier de paiement pourra comporter un nombre d'échéances inférieur aux années suivantes car son calcul dépend de la date de relève du compteur.
En cours de période, lorsqu'EDF reçoit un relevé réel de consommation d'Enedis ou en cas d'auto-relevé, EDF estime le nouveau montant de la facture annuelle. Si l'écart entre la nouvelle estimation et l'estimation initiale est de plus d'une mensualité, le calendrier de paiement pourra être révisé automatiquement à la hausse comme à la baisse.
Sous réserve d'éligibilité au dispositif, le client pourra recevoir mensuellement une proposition d'ajustement de ses mensualités. En cas d'accord du client, un nouveau calendrier de paiement sera établi et lui sera adressé. Le client peut à tout moment refuser la proposition d'ajustement faite par EDF. Une facture de régularisation sera adressée au client une fois par an sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

• Espèces
Le client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site *edf.fr* ou sur simple appel à EDF.

• Chèque énergie conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :
- soit au(x) client(s) à l'adresse du point de livraison,
- soit au(x) client(s) à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le(s) client(s).

Dans tous les cas, le(s) client(s) reste(nt) responsable(s) du paiement des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de paiement indiquée sur la facture et sous réserve des dispositions de l'article 7-5, EDF informe le client par courrier, valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou suspendue. À défaut d'accord entre EDF et le client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus, EDF avise le client par courrier valant mise en demeure que :
- vingt jours, sa fourniture sera réduite ou suspendue,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai de vingt jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Le client peut saisir les services sociaux s'il estime qu'il éprouve des difficultés particulières au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence et que sa situation relève des dispositions de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.
Tout déplacement pour réduction ou suspension de la fourniture donne lieu à facturation de frais selon le Catalogue des Prestations, sauf pour les clients reconnus en situation de précarité par les Commissions Fonds de Solidarité pour le Logement et les clients bénéficiaires d'un chèque énergie s'étant fait connaître d'EDF, tels que mentionnés à l'article 7-5, selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.

7-5 Dispositions pour les clients en situation de précarité

• Chèque énergie
Conformément à la réglementation en vigueur, le client, dont les ressources du foyer sont inférieures à un montant défini par décret, bénéficie, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie, d'un chèque énergie qui peut servir au paiement de ses factures d'électricité. Ce dispositif fait l'objet d'une information sur le site *chequeenergie.gouv.fr*, sur le site *edf.fr* et sur simple appel au :

0 805 204 805 Service & appel gratuits

• Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »)
Lorsque le contrat alimente la résidence principale du client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours après en avoir avisé le client par courrier.

• Dispositions communes
Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 7-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :
- si le client est bénéficiaire d'un chèque énergie conformément aux articles R 124-1 et suivants du code de l'énergie.
- lorsqu'il a déjà reçu une aide du FSL pour régler sa facture auprès d'EDF,
- si sa situation relève d'une convention signée entre EDF et le département de résidence du client sur les situations d'impayés en matière de fourniture d'énergie.

7-6 Délai de remboursement

• En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :
- si le client est mensualisé, il est remboursé sous

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

quinze jours, quel que soit le montant du trop-perçu,
- si le client n'est pas mensualisé, le client est remboursé sous quinze jours lorsque le trop-perçu est supérieur à 15 € TTC. S'il s'agit d'une somme inférieure, elle sera déduite de la prochaine facture du client sauf si le client fait une demande de remboursement à EDF, auquel cas il est remboursé sous quinze jours à compter de sa demande.

• En cas de résiliation du contrat :
si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• En cas de non-respect par EDF de ces délais :
les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

7-7 Impôts, taxes et contributions
Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

8. RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client
EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis
Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.
Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi modifiée n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et, avec le règlement européen (UE) n°2016/679 dit « RGPD ».

9-1 Quelles données seront collectées sur moi ?
La collecte de certaines données est obligatoire pour permettre l'exécution du contrat.
Il s'agit des données suivantes : les nom, prénom, adresse du client, offre choisie.
D'autres données sont facultatives (coordonnées bancaires, adresse payeur, coordonnées téléphoniques, courrier électronique…) et permettent notamment de faire bénéficier le client d'un accompagnement plus personnalisé et plus fluide (espace client, facture électronique, souscription en ligne du contrat…).

9-2 Dans quel but mes données seront-elles utilisées?
Les fichiers ont pour finalité générale la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection commerciale par voie électronique par EDF est possible dans le respect de la réglementation.
Pour consulter le détail des finalités poursuivies, le client peut consulter et télécharger la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible via le lien *https://particulier.edf.fr/fr/accueil/cookies-et-donnees-personnelles/charte-donnees-personnelles.html*

9-3 Qui va accéder à mes données?
Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie ainsi qu'aux tiers autorisés, leurs sont communiquées par EDF.
Le cas échéant, les données nécessaires sont également transmises à des personnes morales dont l'objet est de mener des actions sociales qui apportent notamment des solutions adaptées aux clients en difficulté pour le paiement de leurs factures d'énergie (ex : structures de médiation sociale).
EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les données personnelles nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

9-4 Pendant combien de temps mes données seront-elles conservées ?
EDF ne conserve les données de ses clients que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont traitées.
Pour consulter le détail des durées de conservations, finalité par finalité, le client peut consulter la rubrique spécifique de la Charte de protection des données personnelles d'EDF disponible via le lien *https://particulier.edf.fr/fr/accueil/cookies-et-donnees-personnelles/charte-donnees-personnelles.html*.

9-5 Quels sont mes droits sur mes données ?
Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant, dans les conditions prévues par la réglementation :
- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avéreraient inexactes ou incomplètes,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations, notamment à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à l'effacement de ses données,
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données.

Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander au client de justifier son identité.

9-6 A qui m'adresser pour exercer mes droits?
Le client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au client. En outre, le client peut exercer ces droits sur son espace client sécurisé (article 12).
Le client peut également s'adresser auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF – 20, Place de la Défense – 92050 Paris – La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».
Enfin, le client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

10. MODES DE RÈGLEMENT DES RÉCLAMATIONS ET DES LITIGES

10-1 Traitement des réclamations
En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Service Clients dont les coordonnées figurent sur sa facture.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Clients, il peut saisir l'instance d'appel interne par courrier aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 31942,
62978 Arras Cedex 9

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse *https://enedis.fr/reclamations* ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Enedis
Tour Enedis - 34 place des Corolles
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ainsi que la nature et, si possible, le montant estimé des dommages directs et certains. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site *https://enedis.fr/reclamations*.

10-2 Modes de règlement amiable des litiges
Si le client a sollicité par écrit le Service Clients, puis le Service Consommateurs et s'il reste en désaccord avec la réponse du Service Consommateurs, il peut saisir directement et gratuitement le Médiateur de la consommation du groupe EDF référencé par la Commission d'Evaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC) sur le site *https://mediateur.edf.fr* ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Médiateur du groupe EDF
TSA 50026 - 75804 PARIS CEDEX 8

Indépendamment de ces recours, si, dans un délai de deux mois, la réclamation écrite du client auprès d'EDF n'a pas permis de régler le différend, en cas de litige lié à l'exécution du contrat, il dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie, référencé par la Commission d'Evaluation et de Contrôle de la Médiation de la Consommation (CECMC),

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

sur le site *https://energie-mediateur.fr* ou, par courrier, aux coordonnées suivantes :

Médiateur national de l'énergie
Libre réponse n°59252
75443 PARIS CEDEX 9

10-3 Dispositions communes

Ces modes de règlement amiable des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.
EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.
Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

12 . CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au 3004 Service & appel gratuits ou par courrier électronique à l'adresse «serviceclient@edf.fr».
Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel gratuit sur le site *edf.fr*, lui permettant notamment de consulter ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site *enedis.fr*.

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : *https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel*

Le client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition Bloctel sur le site *bloctel.gouv.fr*.

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.

© EDF-2022 – LSIMCTB – Le Groupe EDF est certifié ISO 14 001 – Imprimé sur du papier 100% recyclé
Décembre 2022

EDF SA
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08 – France
Capital de 1 943 290 542 euros
552 081 317 R.C.S. Paris

www.edf.fr

Direction Commerce

Tour EDF
20 place de La Défense
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2021 de l'électricité de votre offre :
82,7 % nucléaire, 8 % renouvelables (dont 2,4 % hydraulique et marine), 7,5 % gaz, 0,9 % charbon, 0,5 % pétrole, 0,4 % autres fossiles.
Origine 2021 de l'électricité vendue par EDF et indicateurs d'impact environnemental sur www.edf.fr

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 7bis

CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le Groupe EDF est certifié ISO 14 001 - 100% papier recyclé Mai 2020

CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine continentale Tarif Bleu

1er janvier 2021

À compter du 1er janvier 2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont en extinction pour les clients non-éligibles au regard de l'article L337-7 du code de l'énergie. À compter de cette date, ces clients ne peuvent plus souscrire de nouveau(x) contrat(s) au tarif réglementé ou modifier leur(s) contrat(s) existant. Leur contrat d'électricité au tarif réglementé prendra automatiquement fin le 31 décembre 2020.

Préambule

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Électricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités précisées sur son site *http://www.enedis.fr/Concessions* ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

Article 1 : OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité assurée par EDF sous réserve de son acheminement, aux clients non résidentiels suivants, éligibles aux tarifs réglementés de vente en application de l'article L.337-7 du code de l'énergie :

- les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros,
- les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation,

pour leurs sites de consommation situés en France métropolitaine continentale et alimenté(s) en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet *http://www.edf.fr*. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

3-1 Souscription du contrat

En application du II de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros devront attester préalablement à la souscription d'un nouveau contrat aux tarifs réglementés qu'ils remplissent ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

3-4 Résiliation du contrat

• Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client…), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

En application du III de l'article L.337-7 du code de l'énergie, les clients finals non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros sont tenus de résilier leur contrat dans un délai d'un mois, dès lors qu'ils ne remplissent plus ces critères. Ils portent la responsabilité du respect desdits critères pour leur contrat.

• Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

• Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat.

Les consommations à la date d'effet de la résiliation font l'objet, soit :

- d'un relevé par Enedis selon les dispositions prévues au Catalogue des Prestations,
- en l'absence d'accès au dispositif de comptage, d'une estimation *prorata temporis* par Enedis et basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par exception à l'alinéa précédent, en cas de changement de fournisseur, les consommations à la date d'effet du changement de fournisseur sont déterminées à partir de l'index auto-relevé par le client s'il est réalisé le jour du changement de fournisseur, ou d'une estimation *prorata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial payant (le prix figure dans le Catalogue des Prestations) s'il est effectué à la demande du client.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

Si, à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité, avec EDF ou tout autre fournisseur prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis, pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

Article 4 : CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site Internet *http://www.edf.fr* et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande, par voie postale ou électronique.

Le client choisit une option tarifaire en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF, dans les tarifs en vigueur proposés par EDF. Les caractéristiques de l'option tarifaire choisie figurent sur chaque facture adressée au client.

Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses…). Chacun de ces termes intègre le tarif de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires (Heures Pleines – Heures Creuses) sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent cependant les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

4-2 Mise en extinction - Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

- Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.
- Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision des pouvoirs publics de suppression d'une option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est bien adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance ou, lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en plus des frais mentionnés ci-dessus, un montant complémentaire, au titre du caractère annuel de l'abonnement de la puissance souscrite, calculé selon les modalités définies au Catalogue des frais et factu-rations complémentaires d'EDF disponible sur le site *http://www.edf.fr* ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site *http://www.enedis.fr/tarif-acheminement*.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie conformément à la règlementation en vigueur. Conformément à l'article 289 du Code Général des Impôts, le client accepte de recevoir ses factures par voie dématérialisée, sous réserve de l'application de l'article L.224-12 du Code de la consommation.

La facture comporte notamment :

- Le montant de l'abonnement correspondant à la période suivante de facturation,
- La consommation d'électricité (relevée ou estimée) et son montant sur la période de facturation.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites *http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations* et *http://www.edf.fr* ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

En cas de résiliation du contrat, le montant d'abonnement le cas échéant déjà facturé, correspondant à la période postérieure à la date de la résiliation est porté en déduction sur la facture de résiliation.

6-2 Modalités de facturation

Les factures sont adressées au client tous les mois, tous les deux mois ou, suivant son profil de consommation, tous les six mois.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Lorsque le point de livraison est **équipé d'un compteur communicant**, la facturation est mensuelle et, sauf refus du client ou impossibilité technique, associée à une facture dématérialisée et à un paiement par prélèvement automatique.

EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès de ses index à Enedis.

- Pour les points de livraison équipés d'un **compteur non communiquant**
  Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.
  Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre ses index par téléphone à un conseiller client, ou tout autre moyen à sa convenance, pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Le numéro d'appel, non surtaxé, figure sur la facture.
  Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus.
- Lorsque le point de livraison est équipé d'un **compteur communicant**, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir.

Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1er janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.
Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.
Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.
À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.
Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.
Par ailleurs, conformément à l'article L441-9 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n°2012-1115 du 2 octobre 2012.
Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.
En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.
Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation. Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous.

- **Prélèvement automatique** (à la date de règlement figurant sur la facture)
  Le client peut demander que le montant de ses factures soit prélevé automatiquement sur son compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Dans ce cas, le client doit retourner à EDF un mandat SEPA (Single Euro Payments Area) dûment complété et signé.
- **TIP (papier ou en ligne), chèque, télépaiement et carte bancaire via internet**,
- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Enfin, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du Code de l'énergie, le client peut régler ses factures avec un chèque énergie à condition que son Contrat couvre simultanément des usages professionnels et non professionnels et que les ressources de son foyer sont inférieures à un montant fixé par décret.
Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.
Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, EDF informe le client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, sans préjudice des dispositions de l'article L115-3 du code de l'action sociale et des familles, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Sans préjudice des dispositions de l'article R124-16 du code de l'énergie, tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Catalogue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

7-5 Délai de remboursement

- **En cours de contrat**
  Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.
  À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

- **En cas de résiliation**
  Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

- **En cas d'application de l'article 6-4 susvisé**
  EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

Article 8 : RESPONSABILITÉ

8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.
Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF collecte, en conformité avec la loi modifiée n° 78-17 du 6 janvier 1978 dite « informatique et libertés » et le règlement (UE) 2016/679 dit « RGPD », certaines données à caractère personnel (DCP) relatives à ses clients dans des fichiers informatisés.
Pour accéder au détail des données collectées, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse *https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites*.

La collecte de DCP a pour finalités générales la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale, y compris par voie électronique dans le respect de la réglementation) réalisées par EDF.
Pour accéder au détail des finalités poursuivies pour chaque collecte de donnée, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse *https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites*.

Les DCP nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.
EDF transmettra par ailleurs à ses sous-traitants les DCP nécessaires à la réalisation des missions qui leur sont confiées.

EDF ne conserve les DCP que pendant la durée nécessaire à la réalisation de la finalité en vue de laquelle les données sont recueillies.
Pour accéder au détail des durées de conservations, finalité par finalité, toute personne physique concernée peut consulter et télécharger la Politique de gestion des données personnelles du Marché d'Affaires d'EDF à l'adresse *https://www.edf.fr/charte-protection-donnees-personnelles-entreprises-collectivites*.

Pour les DCP les concernant, les personnes physiques disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avéreraient inexactes ou incomplètes,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à l'effacement de ses données,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,
- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

Dans certains cas pour l'exercice de ces droits, EDF pourra demander à la personne physique concernée de justifier son identité.
Toute personne physique concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures qui lui sont adressées.
L'exercice des droits susvisés peut s'exercer en ligne sur l'espace personnel du client, par courrier électronique à l'adresse « *vosdonnees@edf.fr* » ou par téléphone auprès de notre service client.
Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF - 20, Place de la Défense - 92050 Paris - La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « *informatique-et-libertes@edf.fr* ».
Enfin, toute personne physique concernée dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

Article 10 : MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au service clients de sa région dont les coordonnées figurent sur sa facture. Le client peut également faire une réclamation sur le site internet *http://www.edf.fr*. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le service clients, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :
EDF Direction Commerciale Régionale - TSA 81005 - 92099 La Défense Cedex.
Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF, il peut saisir le Médiateur du groupe EDF par le formulaire internet disponible sur le site *https://mediateur.edf.fr/* ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur du groupe EDF - TSA 50026 75804 Paris Cedex 08.
Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis sur le site *http://www.enedis.fr/reclamations* en utilisant le formulaire approprié ou par courrier aux coordonnées suivantes :
Enedis - Tour Enedis - 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex.
Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle le client en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, les circonstances, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site *http://www.enedis.fr/reclamations*.

10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie, dans le respect de son champ de compétences déterminé par les articles L122-1 et suivants du code de l'énergie, par le formulaire internet disponible sur le site *http://www.energie-mediateur.fr* ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09.

10-3 Dispositions communes

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

Article 11 : ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.
EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.
En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3-4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.
Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

Article 12 : CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF, l'adresse et les coordonnées téléphoniques auxquelles le client peut se reporter, figurent sur sa facture.
Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client un espace Client personnel sécurisé sur le site *www.edf.fr*, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations.
Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace Client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site *www.enedis.fr*.
Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : *https://www.economie.gouv.fr/dgccrf/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel*

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 8

CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTES EN ELECTRICITE

Préambule

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L 1111-1 et L111-51 et suivants ;

Vu les articles R341-4 à 8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité ;

Vu les dispositions du cahier des charges de concession annexé à la convention de concession pour le service public de distribution d'électricité liant Enedis et l'autorité concédante ;

En tant que gestionnaire du Réseau Public de Distribution (RPD) sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'électricité sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur et par des contrats d'accès et d'utilisation du RPD.

Ce droit d'accès au RPD est mis en œuvre par la conclusion de contrats entre Enedis et les utilisateurs dudit réseau (ci-après les clients), dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Dans le cadre de l'accès au RPD et de sa fourniture en électricité, le client final peut ainsi choisir entre deux types de schémas contractuels :

- le client final peut choisir de conclure deux contrats : d'une part, un contrat d'accès au réseau de distribution (ci-après CARD) avec Enedis en application de l'article L 111-91 du code de l'énergie et, d'autre part, un (ou plusieurs) contrat(s) de fourniture d'électricité avec un ou plusieurs Fournisseurs d'électricité ;
- le client final peut également choisir de conclure un seul contrat : dans un souci de simplification, le Fournisseur d'électricité est en effet tenu d'offrir au client final la possibilité de conclure avec lui un contrat portant tant sur la fourniture que sur la distribution de l'électricité (ci-après Contrat Unique) conformément aux articles L 111-92 du code de l'énergie et L 224-8 du code de la consommation.

  Ce contrat implique alors pour le Fournisseur en Contrat Unique (ci-après Fournisseur) d'avoir conclu préalablement avec Enedis un contrat relatif à l'accès au RPD, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de livraison en Contrat Unique (ci-après Contrat GRD-F) dans les conditions de l'article L 111-92 du code de l'énergie.

  Le client final en Contrat Unique dispose alors également d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Il bénéficie alors des mêmes droits et obligations en matière d'accès et d'utilisation du RPD que s'il avait conclu un contrat CARD avec Enedis et conserve avec elle une relation contractuelle directe pour l'accès et l'utilisation du RPD. Ce schéma contractuel est applicable aux clients finals qui optent pour un contrat au tarif réglementé de vente.

Les modèles de contrat d'accès au réseau public de distribution en vigueur sont librement accessibles sur le site internet d'Enedis : www.enedis.fr :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
  - les annexes 1 bis et 2 bis du contrat GRD-F sont reproduites par le Fournisseur en annexe du Contrat Unique et permettent une consultation simple et rapide des dispositions générales d'accès au RPD applicables au client (énoncées par les annexes 1 à 3 du contrat GRD-F) ;
  - lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également ces dispositions générales d'accès au RPD décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
  - l'intégralité des clauses des contrats uniques et des contrats au tarif réglementé de vente sont disponibles auprès des fournisseurs concernés.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, les modèles de conditions générales et particulières publiés sur le site internet d'Enedis permettent également la consultation des dernières dispositions contractuelles en vigueur pour l'accès et l'utilisation du RPD en CARD.

Le contrat d'accès au RPD souscrit par chaque client comporte les clauses d'accès et d'utilisation du RPD correspondant à sa catégorie. En cas de contradiction entre la présente annexe et le contrat d'accès au RPD souscrit par le client, les clauses du contrat d'accès au RPD prévalent.

Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans les dispositions générales d'accès au RPD applicables au client, que le Fournisseur aurait souscrit envers le client en Contrat Unique ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur à l'égard du client.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

1. Objet

Les présentes conditions générales telles qu'elles résultent des cahiers des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité reprennent de manière synthétique les clauses des contrats relatifs à l'accès et l'utilisation du RPD en soutirage, qui explicitent les engagements d'Enedis, du client, ainsi que le cas échéant du Fournisseur si le client final dispose d'un Contrat Unique.

Les présentes conditions générales sont tenues à disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont annexées au cahier des charges de concession disponible sur le site internet www.enedis.fr.

Elles concernent toutes les catégories d'utilisateurs du réseau de distribution d'électricité, déjà raccordés ou demandant à l'être, résidentiels ou non résidentiels, ayant signé un contrat d'accès au réseau avec Enedis ou un Contrat Unique avec un Fournisseur, y compris au tarif réglementé de vente.

Enedis publie également sur son site internet :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf.
- ses catalogues des prestations, qui présentent l'offre d'Enedis aux clients et aux Fournisseurs d'électricité et sont disponibles sur le site d'Enedis www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations. Le client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées dans les conditions définies au catalogue des prestations de la catégorie le concernant.

En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part, et le contrat d'accès au RPD conclu par le client d'autre part, les dispositions du contrat d'accès au RPD conclu par le client avec Enedis prévalent.

2. Cadre général de l'accès au réseau public de distribution

2.1 Engagements d'Enedis :

Enedis s'engage tant à l'égard du client, qu'à celui du Fournisseur, à :

- garantir un accès non discriminatoire au RPD ;

- acheminer l'énergie électrique sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique en matière de continuité et de qualité tels que mentionnés dans les contrats d'accès au RPD et rappelés aux articles 7.1 à 7.6 de la présente annexe ;

- assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage ;

- réaliser les interventions techniques nécessaires, selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de ses Catalogues des Prestations ;

- assurer la sécurité des tiers relativement au RPD ;

- informer les clients et le cas échéant leur Fournisseur préalablement - dans la mesure du possible - lors de coupures pour travaux, pour raisons de sécurité ou lors des coupures pour incident affectant le RPD, conformément aux modalités indiquées au contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;

- entretenir, développer ou renforcer le RPD dans les zones géographiques où le cahier des charges de concession lui en a confié la responsabilité ;

- garantir l'accès du client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site www.enedis.fr ;

- assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel conformément à la réglementation applicable ;

- assurer l'accueil des demandes du client, ou de son Fournisseur et traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées ;

- indemniser les clients dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée, conformément aux modalités prévues dans le contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;

En outre, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis s'engage à l'égard du Fournisseur à :

- assurer l'accueil et le traitement des demandes du Fournisseur ;

- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation du Fournisseur, par Enedis du tarif d'utilisation des réseaux appliqué au point de livraison ;

- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation au client, par les soins du Fournisseur, de l'énergie électrique en gérant les calendriers Fournisseurs conformément aux dispositions des référentiels d'Enedis et de ses Catalogue des prestations ;

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- transmettre à RTE, et le cas échéant au Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;

- suspendre l'accès au RPD à la demande du Fournisseur ;

2.2 Engagements du client

Le client s'engage à l'égard d'Enedis notamment à :

- assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables, entretenues de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD. L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du client. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité de l'installation électrique intérieure du client.

Enedis met à disposition des clients résidentiels sur son site internet à la page www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

- ne pas raccorder un tiers à ses installations ;

- satisfaire à une obligation de prudence conformément aux dispositions de l'article D342-8 du code de l'énergie, en veillant à ce que ses installations soient capables de supporter les perturbations liées à l'exploitation du RPD ;

- garantir à Enedis le libre accès et en toute sécurité au dispositif de comptage ;

- veiller à l'intégrité des ouvrages de son raccordement individuel et de son branchement individuel ;

- déclarer à Enedis et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose, l'accord préalable et écrit d'Enedis étant requis avant la mise en œuvre de moyens de production, conformément aux dispositions de l'article 3.4 de la présente annexe.

2.3 Engagements du Fournisseur :

Au titre de ses relations avec le client en Contrat Unique, le Fournisseur s'engage notamment à :

- assurer l'accueil des demandes et des réclamations du client ;

- assurer la reproduction du contrat GRD-F selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le client, en annexant à son Contrat Unique l'annexe 1 bis ou 2 bis du contrat GRD-F selon le Domaine de Tension concerné ; lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également les dispositions générales d'accès au RPD, décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;

- informer le client relativement aux dispositions générales d'accès au RPD ;

- informer le client que celui-ci engage sa responsabilité en cas de non respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à un tiers et notamment à Enedis ;

- informer le client en cas de défaillance au sens de l'article L 333-3 du code de l'énergie de la part du Fournisseur ;

- facturer simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.

Au titre de ses relations avec Enedis, le Fournisseur s'engage notamment à :

- à souscrire auprès d'Enedis, pour chacun des Points de Livraison en Contrat Unique raccordé au RPD géré par Enedis, un accès au réseau respectant la capacité des ouvrages ;

- à payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation des réseaux, ainsi que les prestations concernant les points de livraison de son périmètre dans le cadre du contrat GRD-F conclu avec Enedis ;

- à mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données dont il est propriétaire au sens de l'annexe 4 du contrat GRD-F pour l'exécution d'un Contrat Unique conformément aux modalités définies dans le contrat GRD-F.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

3. Raccordement

3.1 Demande de raccordement d'un point de livraison au RPD :

La prise d'effet d'un contrat d'accès au RPD (CARD ou Contrat Unique) est subordonnée au raccordement effectif et direct au RPD du point de livraison concerné et à la réalisation de l'installation intérieure conformément à la réglementation et aux normes applicables.

Le client qui demande un raccordement ou une évolution de son raccordement peut contacter directement Enedis ou confier à un mandataire l'ensemble des démarches.

3.2 Travaux de raccordement :

Lorsqu'une demande de raccordement ou d'évolution de raccordement existant est formulée par le client, Enedis se rapproche de lui ou de son mandataire pour étudier les modalités de raccordement au RPD pertinentes et adaptées à ses besoins de puissance, ceux-ci pouvant nécessiter la création d'ouvrages de raccordement.

La puissance de raccordement demandée ne peut être mise à disposition qu'après le délai de réalisation des travaux éventuellement nécessaires.

3.3 Facturation du raccordement :

Les conditions de facturation du raccordement au RPD sont communiquées au client qui en fait la demande par Enedis.

3.4 Moyens de production présents chez le client :

L'accord préalable et écrit d'Enedis est nécessaire avant la mise en œuvre de moyens de production. Cet accord pourra notamment porter sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, qui doivent être conformes aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Pour le cas où le client entendrait céder tout ou partie de l'énergie électrique produite par les installations de son site, il lui appartiendrait de se rapprocher d'Enedis conformément aux informations figurant sur son site internet pour définir avec elle les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le RPD.

4. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du RPD

4.1 Principes généraux :

Les prestations d'accès et d'utilisation du RPD sont réalisées par Enedis conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis et au catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client au moins deux jours ouvrés avant. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du client, via son Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, un frais d'un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

4.2 Mise en service à la suite d'un raccordement nouveau

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- acceptation par le client ou le pétitionnaire du devis des travaux de raccordement établi par Enedis ;

- réalisation des travaux de raccordement au RPD ainsi que des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;

- paiement complet à Enedis des sommes dues par le client ou le pétitionnaire ;

- fourniture à Enedis par le client ou le pétitionnaire, d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes de sécurité en vigueur, dès lors que ces installations sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie ;

- à la conclusion d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.3 Mise en service sur raccordement existant :

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- réalisation des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;

- fourniture à Enedis par le client d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes en vigueur dès lors que celles-ci sont soumises aux dispositions des articles

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations ayant nécessité une mise hors tension à la demande du client) ;

Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé et alimenté, le maintien de l'alimentation est subordonné à la conclusion dans les plus brefs délais d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

4.4 Changement de Fournisseur :

Le client s'adresse au Fournisseur de son choix.

Lorsque le client souhaite changer de Fournisseur dans le cadre d'un Contrat Unique, le nouveau Fournisseur formule une demande de changement de Fournisseur pour le compte du client auprès d'Enedis, conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis. L'ancien Fournisseur ne peut pas s'opposer au changement de Fournisseur demandé. Enedis a la possibilité de s'opposer à la demande de changement de Fournisseur si elle est irrecevable, notamment lorsqu'une demande de changement de Fournisseur est déjà en cours de traitement pour le Point de Livraison.

4.5 Résiliation du contrat :

Le client peut résilier son contrat selon les dispositions prévues dans son Contrat Unique, ou le cas échéant dans son CARD.

En cas de Contrat Unique, le Fournisseur peut résilier le contrat le liant à son client selon les dispositions prévues contractuellement.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 7.5 s'appliquent.

5. Facturation de l'utilisation du réseau public de distribution

5.1 Tarifs d'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution est établie conformément aux articles L 341-2 et suivants du code de l'énergie.

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis facture l'accès au PRD au Fournisseur et le Fournisseur facture simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, Enedis facture l'accès au RPD directement au client.

Le client est conseillé sur la formule tarifaire d'acheminement et la puissance souscrite la plus adaptée par :

- son Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- Enedis, si le client a souscrit un contrat CARD.

5.2 Modification de tarif :

Dès l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation du réseau ou d'un nouveau tarif sur les prestations annexes réalisées par le GRD, celui-ci s'applique de plein droit aux contrats d'accès au réseau en cours lorsque le client dispose d'un contrat en offre de marché, et ce quel que soit son schéma contractuel (CARD ou contrat unique).

Ces modifications sont également prises en compte dans les évolutions du tarif réglementé de vente.

5.3 Prestations et services :

Les prestations et services assurés au client, ainsi que les prix associés, lui sont communiqués par son Fournisseur en cas de Contrat Unique ou par Enedis en cas de CARD.

6. Comptage

Conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie, Enedis assure les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

La documentation technique de référence librement accessible sur le site internet d'Enedis constitue le référentiel des prescriptions techniques applicables en matière de dispositif de comptage.

Ces données de comptage, qui concernent la consommation du client, permettent :

- de facturer le tarif d'utilisation du réseau public de distribution ;

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble des données de comptage lui permettant de facturer ses livraisons d'énergie électrique au client conformément aux modalités décrites dans le contrat GRD-F ;

- la transmission à RTE des données de reconstitution des flux ;

6.1 Pose du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée et leur adaptation aux conditions du contrat souscrit par le client. Il est décrit dans le contrat du client.

La pose d'un compteur communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie.

Dans le cas où le client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le client souhaite un service nécessitant la pose d'un compteur communicant alors qu'il n'en dispose pas encore, Enedis installe ce compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et ses catalogues des prestations.

6.2 Vérification, entretien et renouvellement des équipements du dispositif de comptage

Le contrôle des équipements du dispositif de comptage est assuré par Enedis.

Le client ou son Fournisseur en Contrat Unique peut à tout moment demander à Enedis une vérification métrologique des équipements du dispositif de comptage, dans les conditions décrites aux catalogues des prestations d'Enedis en vigueur de la catégorie concernant le client.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par Enedis sont assurés par Enedis. Les frais correspondants sont à la charge d'Enedis, sauf détérioration imputable au client. L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage non fournis par Enedis sont sous la responsabilité du client. Lorsque l'opération d'entretien ou de renouvellement nécessite la dépose des scellés, la présence d'Enedis est obligatoire et le client est tenu de demander l'intervention d'Enedis, par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, en préalable à l'opération. Cette opération est réalisée et facturée conformément aux catalogues des prestations en vigueur de la catégorie concernant le client.

Lorsqu'un compteur a été fourni par le client, le Fournisseur est tenu de souscrire une prestation de synchronisation dudit compteur dans les conditions décrites au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur. Le renouvellement de ce compteur pour le mettre en conformité avec la réglementation est sous la responsabilité d'Enedis conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie.

6.3 Fraude et dysfonctionnement du matériel de comptage

Le client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du client.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné ou à défaut de celles d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le client. Sans réponse du client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre d'un Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

6.4 Accès au dispositif de comptage

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage ; dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser Enedis procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions des articles R341-4 à R 341-8 du code de l'énergie ;

- le dépannage des dispositifs de comptage, conformément à la mission dévolue à Enedis en application de l'article L 322-8 du code de l'énergie ;

- le relevé du compteur autant de fois que nécessaire (au moins une fois par an lorsque le client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA). Dans les cas où l'accès au compteur nécessite la présence du client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis.

Si un compteur n'a pas pu être relevé au cours des douze derniers mois du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous à la convenance du client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues aux catalogues des prestations d'Enedis.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

7. Continuité et qualité de l'électricité

7.1 Engagements d'Enedis en matière de continuité

Enedis s'engage à mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une continuité d'alimentation en électricité dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en HTA :

- Enedis s'engage à ne pas dépasser un seuil de nombre de coupures, hors travaux. Ce seuil est défini par zone d'alimentation selon une règle précisée dans les dispositions générales relatives à l'accès et l'utilisation du RPD en HTA ;
- le client peut, s'il en fait la demande, substituer à l'engagement standard un engagement personnalisé sur le nombre de coupures, conformément aux modalités définies dans les dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD en HTA ; le catalogue des prestations d'Enedis en précise les modalités, notamment financières ;
- Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut en aucun cas les dépasser.

Enedis informe également le client résidentiel sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité sur son site internet à la page http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite.

Enedis met également à disposition du client un numéro d'appel dépannage ; si le client dispose d'un Contrat Unique, son Fournisseur est tenu de mentionner ce numéro sur les factures que le Fournisseur adresse au client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

7.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues :

Enedis verse automatiquement, au bénéfice du client concerné, le cas échéant via son Fournisseur, une pénalité pour toute coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Le montant et des conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément aux dispositions de la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation du client au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis.

7.3 Engagement d'Enedis en matière de qualité :

Enedis s'engage à livrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en HTA portent sur les fluctuations lentes, les variations rapides, les déséquilibres de la tension et la fréquence de tension.

- Ils sont définis dans les dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD HTA pour les clients en Contrat Unique (annexe 1 du contrat GRD-F) et dans les clauses des contrats CARD HTA pour les clients en contrat CARD.
- Enedis ne prend aucun engagement standard sur les microcoupures ni sur les creux de tension.
- Seuls les creux de tension peuvent donner lieu à un engagement personnalisé, conformément aux règles définies dans les contrats d'accès au RDP et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 v et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
  - si le point de livraison du client est raccordé en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut les dépasser ;
  - si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

8. Responsable d'équilibre

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet http://clients.rte-france.com/. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

9. Responsabilités

9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenu de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

9.3 Régime perturbé et force majeure

Un évènement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport annexé au décret n° 2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables en l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des faits irrésistibles et imprévisibles des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (par exemple, givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le RPT et/ou par les RPD sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Enedis, le client et le Fournisseur du client en Contrat Unique n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenus d'aucune obligation de réparation au titre des dommages subis par l'un ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un évènement de force majeure.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont alors suspendues pendant toute la durée de l'évènement de force majeure. Les incidents éventuels (coupure ou défaut de qualité) survenant pendant la période de force majeure ne sont pas comptabilisés ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

Celui qui invoque un évènement de force majeure à l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont il dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe les deux autres, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe l'autre partie, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

10. Traitement des réclamations des clients

10.1 Dispositions générales pour le traitement des réclamations :

Le client en Contrat Unique, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou au non-respect par Enedis de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique ou à Enedis, quel que soit son schéma contractuel (Contrat Unique ou CARD).

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique, qui reçoit une réclamation de son Client transmet à Enedis dans les cinq jours ouvrés les réclamations qui concernent Enedis. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du client qui sont à sa disposition.

La réponse est portée directement au client par Enedis, dans les cas suivants :

- sur demande du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique et que l'objet de la réclamation est relatif à la continuité et/ou la qualité de l'onde électrique ;
- l'objet de la réclamation est hors du champ du Contrat Unique et concerne Enedis ;
- le client a adressé sa réclamation directement à Enedis ;

Dans ces trois cas, Enedis informe le Fournisseur du client en Contrat Unique, de la réponse apportée au client.

Dans un délai de 30 jours calendaires à compter de la date de la réclamation accompagnée de l'ensemble des éléments du dossier, hormis les cas de réclamations consécutives à une situation de crise, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du client.

Les réponses apportées au client doivent mentionner les recours possibles.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

10.2 Dispositions complémentaires pour le traitement des réclamations avec de

Afin de faciliter le traitement de la réclamation avec demande d'indemnisation, il est conseillé au client d'adresser sa réclamation dans un délai de 20 jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception, à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

La réclamation avec demande d'indemnisation du client doit a minima préciser les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de l'incident supposé être à l'origine du dommage
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

En cas d'accord sur le principe de l'indemnisation du client, Enedis communique son offre d'indemnisation au client, ainsi qu'au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

En cas d'accord du client sur le montant de cette offre d'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue dans un délai de trente jours calendaires à compter de l'accord du client.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut demander à Enedis, via le Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

11. Recours

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des contrats d'accès au RPD, le client peut saisir le cas échéant par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le client est un particulier ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut faire appel au Médiateur national de l'Energie, conformément à l'article L 122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du client au Fournisseur avec lequel il a souscrit son Contrat Unique ou à Enedis, s'il n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

Le client peut également soumettre le différend devant la juridiction compétente ou au Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDiS) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

12. Assurances

Il est recommandé au client de disposer d'une assurance de dommages pour ses propres biens et de responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou son installation est susceptible de causer au RPD.

13. Evolution du présent document et des modèles de contrats d'accès au RPD

Les évolutions du présent document feront l'objet d'une information à la FNCCR par Enedis. Les nouvelles conditions seront alors applicables et se substitueront aux présentes.

Enedis s'engage en outre à publier toute nouvelle version des modèles de contrats d'accès au RPD, sur son site internet : www.enedis.fr .

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

ACCORD CADRE DE PARTENARIAT ENTRE LE SYDER ET ENEDIS POUR L'ACCOMPAGNEMENT DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE

Entre les soussignés :

- **Le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône** – Territoire d'énergie Rhône-SYDER, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par Monsieur Malik HECHAÏCHI le Président, dûment habilité(e) à cet effet par délibération du comité syndical CS_2023_080 du 28 novembre 2023, domicilié 61 Chemin du Moulin Carron, à Dardilly (69570),

Ci-après désignée « SYDER »,

D'une part,

Et,

Enedis, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par M. Patrick LYONNET, Directeur Régional Enedis Sillon Rhodanien, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties par les membres du Directoire le 1er décembre 2019 , faisant élection de domicile à Lyon, 288 Rue Duguesclin,

Ci-après désignée « Enedis »,

D'autre part,

Ci-après collectivement désignées « les Parties » ou individuellement une « Partie ».

Il a été convenu ce qui suit :

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Table des matières

Préambule 3
ARTICLE 1 : Objet de l'accord-cadre 3
ARTICLE 2 : Définition des axes prioritaires 3
2.1 La mise en œuvre d'une plateforme numérique de services énergétiques 3
2.2 La maitrise de l'éclairage public 4
2.3 Le déploiement des IRVE 5
2.4 Le développement et la planification des ENR 6
2.5 La rénovation énergétique des bâtiments publics 8
ARTICLE 3 : Pilotage du partenariat et organisation sur les différents axes de collaboration 10
ARTICLE 4 : Conditions techniques et financières 10
ARTICLE 5 : Communication 10
ARTICLE 6 : Durée de l'accord-cadre 11
ARTICLE 7 : Résiliation 11
ARTICLE 8 : Règlement des litiges 11

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Préambule

Le SYDER et Enedis souhaitent collaborer autour de grandes thématiques dans le cadre des projets de transition écologique du territoire du SYDER.

Ces domaines d'interventions sont multiples et certains constituent des points de rencontre privilégiés avec Enedis et les acteurs locaux.

En effet, l'objectif est d'accompagner sur la durée le SYDER en partageant les évolutions en cours et à venir.

La collaboration entre les Parties se structure sur cinq axes prioritaires :

1. La mise en œuvre d'une plateforme de services numériques
    a. A l'attention des collectivités
    b. A l'attention des citoyens
2. La maitrise de l'Eclairage Public
3. Le déploiement des IRVE
4. Le développement et la planification des ENR
5. La rénovation énergétique des bâtiments publics

Ceci exposé, il a été convenu ce qui suit :

ARTICLE 1 : Objet de l'accord-cadre

Le présent accord-cadre (ci-après « Accord-cadre ») a pour objet de définir et d'organiser le partenariat entre le SYDER et Enedis dans le cadre et les limites de ses missions de Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD) conformément aux cinq axes prioritaires exposés en préambule. Il s'agit également d'ouvrir les échanges sur ces champs d'action et de favoriser l'émergence de nouvelles collaborations en lien avec les acteurs concernés.

ARTICLE 2 : Définition des axes prioritaires

Le SYDER et Enedis ont choisi de travailler en priorité, et s'engagent sur la construction et le développement de collaborations, dans les domaines suivants :

2.1 La mise en œuvre d'une plateforme numérique de services énergétiques

Le SYDER projette la mise en œuvre d'une plateforme numérique de services énergétiques à l'usage des collectivités pour leur maitrise de l'énergie, et à l'usage des citoyens pour leur maitrise de l'énergie et les aider à agir contre la précarité énergétique.

Enedis propose au SYDER des services de mise à disposition des données de consommation et de production en flux lui permettant de les intégrer de façon automatisée dans ses SI, sous réserve du respect des règles de protection et de confidentialité des données.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

2.1.1 Services à l'attention des collectivités

Dans le cadre du déploiement du nouveau Portail Collectivités et AODE par Enedis, un Espace Mesures et Services permet l'accès aux données de consommation et production (données contractuelles, données quotidiennes et courbes de charge) des PRM du SYDER d'une part, et des PRM des collectivités qui lui auront accordées leur consentement d'autre part.

Le Portail Collectivités et AODE propose de plus la remontée des données de consommation des PRM gérés par le SYDER par flux API. Le SYDER pourra intégrer ces données en flux dans son projet de plateforme énergétique.

Enedis accompagnera le SYDER dans la mise en œuvre de ce service.

2.1.2 Services à l'attention des citoyens

Enedis propose au SYDER ses services permettant la mise à disposition des données de consommation individuelles, quotidiennes et/ou courbes de charge, sous réserve du consentement des clients :

- SGE Tiers : met à disposition les historiques de consommation, le suivi des consommations et courbes de charge des clients C2 à C5 (clients raccordés en BT et en HTA), sur la base de leur consentement, recueilli par le SYDER. Ces données peuvent être transmises sous forme de fichier (historique) ou en flux API (suivi des consommations et courbe de charge);
- DataConnect : met à disposition en flux (API) les consommations quotidiennes et courbes de charges des clients C5 (Clients raccordés en basse tension, inférieurs à 36 kVA) après prise en compte de façon automatisée de leur consentement par Enedis.

Enedis accompagnera le SYDER dans la mise en œuvre de ces services.

2.2 La maitrise de l'éclairage public

Le SYDER projette, dans le cadre d'une démarche performancielle, de renouveler l'ensemble des éclairages publics des collectivités qui lui en ont confié la compétence en les remplaçant par de l'éclairage LED.

Enedis proposera courant 2024 un service d'alerte dans l'Espace Mesures et Services sur notamment les points d'éclairage public du SYDER et des collectivités membres. Ce service génère une alerte auprès de l'entité qui a la compétence EP dès lors qu'une variation de consommation ou de puissance supérieure à un seuil défini est constatée à réception des données communiquées par les compteurs communicants, à J+1.

L'entité ayant la compétence EP pourra alors accéder à l'Espace Mesure et Services pour consulter le détail des puissances et consommations du point de mesure ayant remonté l'alerte.

Cette fonctionnalité lui permettra d'agir immédiatement pour constater et lever le défaut, en lien avec ses prestataires. Elle s'appuiera sur le suivi des courbes de charges des compteurs communicants.

Enedis s'engage avec le SYDER à finaliser l'installation des compteurs Linky sur les points de raccordement EP à brève échéance.

Enedis accompagnera le SYDER dans la mise en œuvre de ce service.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

2.3 Le déploiement des IRVE

La transition écologique passe par le développement d'une mobilité alternative aux véhicules à moteur thermique. Enedis a pour ambition d'être un partenaire industriel de référence pour tous les acteurs de la mobilité électrique sur le territoire du SYDER.

2.3.1 Accompagner les projets de déploiement groupé d'infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE)

Le SYDER, dans le cadre de sa compétence IRVE, souhaite assurer le déploiement des bornes IRVE sur les communes de son territoire.

La Loi d'Orientation sur les Mobilités (art.68) intègre au Code de l'énergie l'article L. 334-7, qui prévoit la mise en place d'un schéma directeur de développement des infrastructures de recharges ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables (SDIRVE). Ce schéma définit les priorités de l'action des autorités locales afin de parvenir à une offre de recharge suffisante pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables, pour le trafic local et le trafic de transit. Il doit être élaboré en concertation avec le ou les gestionnaires de réseau de distribution concernés et avec les autorités organisatrices de la mobilité mentionnées aux articles L. 1231-1 et L. 1231-3 du code des transports.

Le syndicat se donne pour horizon d'installer 130 bornes sur le territoire d'ici 2025 réparties en fonction de 3 grandes orientations :

- Le développement d'un réseau de bornes rapides pour les usagers en transit à proximité d'axes structurants (autoroute, zone commerciale, etc.),
- L'implantation d'infrastructures de recharge dans des zones touristiques,
- Le développement d'un réseau de bornes dans les centres bourgs denses avec un taux de stationnements privés faible où il est difficile de s'équiper en point de recharge à domicile.

Après avoir contribué à l'élaboration du SDIRVE par la mise à disposition de données contribuant au diagnostic, Enedis pourra accompagner le SYDER, dans ses projets d'évolution du SDIRVE en partageant l'état des lieux de la Mobilité électrique sur le territoire et sa vision prospective des besoins en IRVE en fonction des scénarii d'évolution des VE-VHR.

NB : Enedis précise que cet accompagnement ne se substitue pas au recours à un bureau d'étude pour la réalisation d'études de détail.

Dans le cadre de son accompagnement, Enedis proposera au SYDER différents outils et services à chaque étape de son déploiement des IRVE.

En phase préalable, une estimation des coûts de raccordement et / ou de renforcement de réseau en analysant les solutions possibles par :

- La cartographie des capacités du réseau qui permet d'optimiser le positionnement des IRVE vu du réseau, en libre-service via l'Espace Collectivités et AODE.
- Le simulateur de raccordement qui permet de simuler le raccordement de plusieurs points sur le réseau BT, et ceci pour toute la gamme de puissances compatibles avec un raccordement sur ce niveau de tension, en libre-service via l'Espace Collectivités et AODE.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- Le SYDER pourra également solliciter Enedis pour réaliser une analyse d'Impact Projet Réseau (IPR). Ce service permet à un porteur de projet en phase étude d'obtenir une estimation des coûts et des délais de raccordement, un tracé des travaux, et une réponse aux puissances choisies. A noter que ce service est payant, les modalités de facturation de ce service sont définies dans le barème pour la facturation des raccordements au Réseau Public de Distribution d'électricité concédé à Enedis.

En phase opérationnelle, Enedis désignera pour le SYDER un interlocuteur unique qui accompagnera les démarches relatives aux raccordements des IRVE, les analyses préalables aux raccordements et mises en service.

2.3.2. Accompagner les projets de développement d'IRVE dans le collectif.

La Loi d'Orientation des Mobilités renforce le « droit à la prise » visant à assurer à chaque possesseur de véhicule électrique ou hybride rechargeable en copropriété de pouvoir doter son emplacement de stationnement d'une borne de recharge. Cependant, en immeuble collectif, la réflexion d'un projet d'infrastructure de recharge collective et son dimensionnement doivent être anticipés, en allant au-delà de l'initiative individuelle.

Le SYDER souhaite contribuer au développement des IRVE dans le collectif sur son territoire. Enedis accompagnera le SYDER :

- dans les actions de promotion des IRVE dans le collectif, en particulier auprès des bailleurs et/ou des copropriétés, pour identifier et anticiper les besoins futurs de recharge électrique dans le collectif.
- dans la réalisation des projets dans le cadre des compétences et des missions d'Enedis.

2.4 Le développement et la planification des ENR

Pour répondre aux objectifs de la transition énergétique, le réseau de distribution d'électricité doit poursuivre son développement et sa modernisation, nécessaire à l'intégration des sources de production renouvelable. Enedis accompagne le développement des énergies renouvelables en agissant sur différents aspects.

Le SYDER se définit un objectif de déploiement du photovoltaïque de 1 GW à l'horizon 2050 sur son territoire, en s'appuyant sur sa future SAS Energie.

Enedis s'engage à mettre en œuvre un accompagnement dédié des projets de déploiement d'ENR sur les projets que le SYDER, en lien avec la SAS Energie, décidera d'accompagner.

2.4.1. Optimiser les raccordements.

Le raccordement peut représenter une part significative de l'investissement dans les nouveaux moyens de production d'énergie renouvelable. Enedis propose des solutions pour en réduire le coût, les délais et mettre à disposition une information fiable, rapide et accessible sur le sujet :

- **La Cartographie des capacités du réseau**
  La cartographie des capacités du réseau, est mise à disposition du SYDER et des collectivités membres, via le Portail Collectivités et AODE, pour avoir une vision géographique des capacités du réseau BT et HTA, en soutirage et en injection. Elle vise à permettre d'évaluer les meilleurs emplacements pour des projets d'EnR ou d'IRVE par exemple.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- **Le Simulateur de raccordement**
  L'outil « simulateur de raccordement » mis à disposition par Enedis sur ses portails clients a pour objectif de permettre aux porteurs de projets du territoire du SYDER de tester en ligne le niveau de faisabilité d'un raccordement au réseau basse tension (BT) ou moyenne tension (HTA).

  L'outil permet de simuler le raccordement de plusieurs points sur le réseau public de distribution d'électricité, et ceci pour toute la gamme de puissance compatibles avec un raccordement jusqu'à 2 MW. Ces points peuvent être de consommation, de production ou d'autoconsommation (comme par exemple, un logement individuel, une installation photovoltaïque ou une borne de recharge de véhicule électrique). L'outil fournit ainsi un premier niveau d'analyse pour aider la collectivité à affiner la future demande de raccordement au réseau (comme par exemple, la possibilité de comparer différents emplacements de raccordement afin d'instruire la faisabilité technique et économique d'un futur projet d'aménagement).

  Les résultats du simulateur font l'objet d'un rapport au format PDF qui reprend les principaux éléments de l'étude électrique afin d'accélérer par la suite les échanges avec les interlocuteurs Enedis lors de la demande de raccordement.

  Ce simulateur peut être accessible par API pour des besoins d'interface avec des applications développées par le SYDER ou ses collectivités membres (cadastre solaire par exemple).

En complément, dans le cadre des projets EnR que le SYDER accompagnera, Enedis propose des solutions permettant d'évaluer l'impact des projets sur le réseau, obtenant ainsi des indications utiles sur la complexité potentielle du raccordement à réaliser. Les solutions proposées par Enedis aux collectivités dans ce cadre sont les suivantes :

- **Le service Impact Projet Réseau** (déjà décrit à l'article 2.3)
- **La demande anticipée de raccordement**,

  Selon le cadre réglementaire et régulatoire en vigueur, par cette demande le porteur d'un projet BT > 36 kVA ou HTA, pour une puissance de raccordement déterminée, bénéficie de la description d'une solution technique de raccordement et d'une estimation des coûts et délais associés, avant la complétude de son dossier de raccordement. Cette demande est une option facultative du process de demande de raccordement que le porteur du projet ou son mandataire peut solliciter auprès d'Enedis. Cette prestation est facturée par Enedis au demandeur.

Enedis est susceptible de faire évoluer ces modalités en fonction des dispositions réglementaires et opératoires visant à enrichir ou faciliter les échanges.

2.4.2. Accompagner le développement de l'autoconsommation d'électricité

En associant consommateurs et producteurs autour d'un projet de production locale, l'autoconsommation collective facilite l'intégration des énergies renouvelables dans les territoires. Le producteur est raccordé pour injecter sur le réseau soit la totalité de sa production soit un surplus après autoconsommation individuelle sur son site. La production mise en partage sur le réseau fait l'objet d'une répartition (contractuelle et non physique) au sein de l'opération. Les consommateurs partagent ainsi l'énergie produite localement, ils sont alimentés en électricité même en l'absence de production et gardent la liberté de choisir le fournisseur d'électricité qui facture le complément.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Enedis accompagne la mise en œuvre des projets d'autoconsommation individuelle et collective et propose d'ores et déjà des solutions avec :

- Pour l'autoconsommation individuelle, un cadre contractuel simplifié adapté à chaque situation (vente d'un surplus ou autoconsommation sans injection de surplus), l'installation d'un compteur communicant (réduction des coûts de raccordement notamment) ou encore des offres de raccordement adaptées ;
- Pour l'autoconsommation collective, une solution s'appuyant sur les compteurs communicants qui s'adapte à diverses situations : lotissement, copropriété, HLM, ensemble tertiaire ou commercial, « coopérative » de production ou des cas mixtes : résidentiels, tertiaires. Sur la base des relevés des courbes de charge des consommateurs et producteurs participants et des coefficients de répartition de la production communiqués par la personne morale qui gère l'opération, Enedis propose une solution de calcul mensuel au pas de 30 minutes des données nécessaires à la mise en œuvre de l'opération (part de production affectée à chaque consommateur, part autoconsommée, fourniture de complément, surplus collectif éventuel) et les met à disposition des différentes parties prenantes (personne morale, fournisseur(s), responsable(s) d'équilibre, ...).

Afin d'aider les porteurs de projet d'autoconsommation collective, Enedis met à leur disposition :

- Un point d'entrée pour toute question ou pour tout projet ;
- La cartographie des capacités du réseau de distribution basse tension (BT) et haute tension (HTA) ;
- L'historique des données de consommation électrique à destination des clients ou de tiers autorisés ;
- Un outil de simulation de raccordement sur le réseau.

2.4.3. Améliorer l'insertion des ENR dans le système électrique par l'offre de raccordement intelligente

Enedis expérimente des solutions innovantes de raccordement au réseau HTA intégrant les flexibilités des producteurs en vue de les raccorder « plus rapidement et pour moins cher » en facilitant leur insertion dans le réseau existant et contribuer ainsi au développement des EnR sur le territoire de la concession. En proposant aux producteurs concernés et volontaires de limiter leur puissance injectée lorsque le réseau est en contrainte sur un nombre d'heure limité, ces nouvelles modalités permettent un raccordement au réseau existant sans renforcement ce qui permet de baisser le coût de raccordement sans dégrader la rentabilité de l'installation.

Pour les producteurs HTA, ces solutions sont industrialisées. Pour les consommateurs BT, les expérimentations se poursuivent.

2.5 La rénovation énergétique des bâtiments publics

Le SYDER souhaite intensifier la maitrise de l'énergie sur les bâtiments publics par le biais de rénovations ambitieuses du patrimoine bâti existant.
En tant qu'opérateur de données issues des compteurs communicants Linky, Enedis est en capacité de fournir des outils de suivi de la performance énergétique des bâtiments.

2.5.1. Maitrise de la consommation des bâtiments publics

L'Espace Mesures et Services permet de suivre l'évolution des consommations et de contribuer à cibler les actions pertinentes pour maitriser cette consommation. Enedis travaille à développer un service d'alerte, au sein de cet espace et équivalent à celui développé pour l'éclairage public, à

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

destination des bâtiments publics (écoles, ...) dont la consommation est variable dans le temps.

Dès lors que ce service sera disponible, Enedis s'engage à accompagner le SYDER dans sa prise en main.

2.5.2. Accompagner les programmes de rénovation énergétique des bâtiments publics des collectivités

Enedis est un tiers de confiance de la donnée électrique. A ce titre, dans le respect de la Réglementation Générale de la Protection des Données, et sur la base d'un consentement, les données de consommation des bâtiments publics peuvent être partagées avec le SYDER afin de permettre l'identification des bâtiments les plus énergivores et le suivi des consommations des bâtiments inscrits dans les programmes de rénovation.

En application du Décret Tertiaire, aussi appelé Eco Energie Tertiaire, applicable aux bâtiments disposant d'une surface consacrée à des activités tertiaires supérieures à 1000 m², Enedis accompagne le SYDER et les collectivités membres pour suivre les consommations annuelles des bâtiments concernés par le décret.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 3 : Pilotage du partenariat et organisation sur les différents axes de collaboration

Pour assurer le bon avancement des projets des parties et la pérennité du partenariat, un comité de suivi est institué.

De plus, afin de garantir la mise en œuvre et la réussite des orientations fixées, chaque partie identifie un pilote opérationnel pour chaque axe de travail.

Le comité de suivi est chargé notamment de :

- décliner les axes stratégiques en axes opérationnels de travail notamment au travers d'un plan d'actions et d'un planning de travaux. A cette fin, les parties s'engagent quant à la mise en place des conventions spécifiques de mise en œuvre opérationnelle pour chacun des axes de travail identifiés par les parties ;
- définir la répartition des financements pour chacune des actions décidées ;
- s'assurer du bon avancement des actions définies, du respect du planning et des budgets associés au regard du relevé fourni par les pilotes opérationnels ;
- rédiger le bilan de l'année écoulée avec l'évaluation de chaque collaboration et le présenter à l'occasion de la réunion annuelle du comité de suivi à laquelle participeront tous les membres du comité ainsi que tous les pilotes opérationnels ;
- s'assurer de la cohérence des actions engagées avec les priorités définies par les parties. A tout moment, les parties pourront, par voie d'avenant à l'accord-cadre, faire évoluer leurs engagements et/ ou modifier les axes de travail.

A la suite de la signature de l'accord-cadre, le comité de suivi se réunira avec les pilotes opérationnels désignés par chaque partie pour chacun des axes de travail.

Les pilotes opérationnels fourniront au comité de suivi chaque semestre le relevé des actions engagées et des actions à venir.

ARTICLE 4 : Conditions techniques et financières

Le présent accord a vocation à définir les axes prioritaires déterminés par les parties.

La mise en œuvre opérationnelle des actions décidées par le comité de suivi pourra donner lieu à la conclusion de conventions d'application particulières précisant les conditions juridiques, techniques et financières.

Ces conventions seront conclues dans le respect des limites de la mission de service public de distribution d'électricité et du principe d'indépendance et de neutralité opérationnelle du gestionnaire de réseau Enedis et, le cas échéant, dans le respect des obligations de mise en concurrence.

ARTICLE 5 : Communication

Les Parties s'engagent à assurer par leurs moyens de communication interne, la promotion de l'accord auprès de leurs équipes et usagers. Les Parties conviennent de l'opportunité de présenter conjointement leur politique de coopération au cours d'opérations de relations publiques.

Enedis et le SYDER s'autorisent à utiliser et à reproduire leur logo et à mentionner leur marque sur

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

tous les supports de communication (site internet, brochure, plaquette) dont l'objet a trait au partenariat. Les documents produits selon ces principes seront soumis à l'accord préalable de chaque partie avant toute publication et utilisation.

ARTICLE 6 : Durée de l'accord-cadre

L'accord-cadre est conclu pour une durée de 4 ans à compter de la date de signature.

Six mois avant le terme du présent accord, le SYDER et Enedis feront le bilan des actions engagées et pourront définir le cas échéant les nouveaux sujets prioritaires et les nouvelles actions de coopération pour les décliner dans un nouvel accord de partenariat d'une durée équivalente.

Toute modification du présent accord devra faire l'objet d'un avenant.

ARTICLE 7 : Résiliation

En cas d'inexécution de ses obligations par l'une des parties, l'accord-cadre est, sauf cas de force majeure, résilié de plein droit dans les conditions fixées aux alinéas suivants.

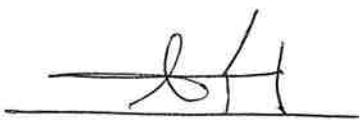
La résiliation ne peut intervenir qu'après que la partie défaillante a été mise en demeure par l'autre Partie d'accomplir ses obligations, dans un délai fixé par la mise en demeure. Ce délai ne peut être inférieur à quinze jours et supérieur à trois mois. Au cours de cette période, les deux Parties restent tenues d'exécuter leurs obligations contractuelles. Le délai court à compter de la notification de la mise en demeure expédiée en recommandé avec demande d'accusé de réception postal.

ARTICLE 8 : Règlement des litiges

Les Parties s'efforceront de résoudre à l'amiable leurs différends. Si des difficultés surviennent dans l'interprétation ou l'exécution de l'accord-cadre, la Partie la plus diligente invite l'autre à se rencontrer à une date déterminée pour tenter de parvenir à un règlement amiable.

A défaut de règlement amiable dans les 30 jours de la date de rencontre prévue à l'alinéa précédent, le litige pourra être soumis à la juridiction compétente par la Partie la plus diligente.

Fait en deux exemplaires originaux à Dardilly, le ....21 DEC. 2023

Pour le SYDER, Le Président	Pour Enedis Le Directeur Régional
	
Malik HECHAICHI	Patrick LYONNET

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

ENEDIS
L'ELECTRICITE EN RESEAU

CONVENTION SPECIFIQUE D'APPLICATION DE L'ARTICLE 8 POUR L'AMELIORATION DE LA QUALITE DE LA DISTRIBUTION ET DE L'ESTHETIQUE DES RESEAUX ELECTRIQUES

Entre les soussignés :

- **Le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône** – Territoire d'énergie Rhône-SYDER, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par Monsieur Malik HECHAÏCHI le Président, dûment habilité(e) à cet effet par délibération du comité syndical CS_2023_080 du 28 novembre 2023, domicilié 61 Chemin du Moulin Carron, à Dardilly (69570),

ci-après désignée l'« Autorité Concédante », d'une part,

et, d'autre part,

- **Enedis,** gestionnaire du réseau de distribution publique d'électricité, société anonyme à directoire et conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est Tour Enedis, 34, place des Corolles, 92079 La Défense Cedex, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par M. Patrick LYONNET, Directeur Régional Enedis Sillon Rhodanien, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties par les membres du Directoire le 1er décembre 2019 , faisant élection de domicile à Lyon, 288 Rue Duguesclin,

ci-après désignée le « Concessionnaire »,

Les entités visées ci-dessus étant, au sein des présentes, collectivement désignées par « les Parties ».

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

PREAMBULE :

La présente convention est liée au contrat de concession pour la distribution publique d'électricité, signé concomitamment et comprenant une convention de concession, un cahier des charges de concession et plusieurs annexes.

L'annexe 2 du cahier des charges de concession définit les orientations d'investissements pour améliorer la qualité sur le territoire. Un des axes définis en commun entre les Parties est le renouvellement des réseaux aériens BT en fils nus par du réseau aérien isolé ou du souterrain.

Par ailleurs, conformément à l'article 8A du cahier des charges de la concession, l'autorité concédante assure la maîtrise d'ouvrage des travaux destinés à l'amélioration esthétique et à l'amélioration de la qualité des ouvrages de la concession.

A fin 2020, le stock de réseau fils nus BT est de 198 km sur la concession. L'ambition partagée est de résorber progressivement ces fils nus BT. C'est dans cet objectif, qu'il sera recherché une contribution des programmes article 8 à cette amélioration patrimoniale.

En outre, l'article 4-A de l'annexe 1 au dit cahier des charges précise que le concessionnaire contribue au financement des travaux mentionnés à l'article 8A précité par une contribution égale à 40 % de leur coût hors taxes, le montant de cette contribution étant fixé chaque année d'un commun accord entre les Parties.

Il a été arrêté et convenu ce qui suit :

ARTICLE 1 : OBJET

La présente convention définit les modalités convenues entre les Parties pour la mise en œuvre de l'article 8A et de l'article 4 de l'annexe 1 au cahier des charges de concession.

ARTICLE 2 : PROGRAMMES DE TRAVAUX

Le programme annuel de travaux article 8 établi par l'autorité concédante précisera la nature des ouvrages concernés (réseaux fils nus, torsadés), leurs estimations budgétaires ainsi que la date prévisible de réalisation. Les estimations et coûts des travaux du programme incluent les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre applicables.

Pour l'année N, ce programme sera porté à la connaissance du Concessionnaire pour accord entre les Parties avant le 30 novembre de l'année N-1. Le programme sera suivi selon les modalités définies à l'article 4.

ARTICLE 3 : CARACTERISTIQUES DES TRAVAUX ARTICLE 8

Les travaux programmés au titre de l'article 8 porteront sur les réseaux basse tension pour l'ensemble des communes de la concession.

L'autorité concédante pourra, lors de la réalisation d'une opération d'effacement du réseau basse tension, exécuter sous sa maîtrise d'ouvrage, l'amélioration esthétique du poste HTA/BT concerné le cas échéant. Elle pourra également réaliser à titre exceptionnel et concomitamment l'effacement d'un tronçon de réseau HTA.

Afin de renforcer la synergie entre les actions d'insertion esthétique des réseaux d'une part et de qualité d'alimentation d'autre part, le programme travaux article 8 de l'autorité concédante se fixe pour ambition de résorber des réseaux basse tension en fils nus en priorisant les fils nus de faible section et ceux exposés aux aléas climatiques. Ainsi, le taux annuel de dépose de fils nus BT sera de 30% a minima de l'ensemble du linéaire du réseau aérien renouvelé pour les deux premières années et de 40 % pour les deux années suivantes.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

D'un commun accord, l'autorité concédante et le concessionnaire travailleront en coordination avec les collectivités à l'objectif d'un taux de dépose de fils nus BT de 50% pour les programmes de la prochaine convention par la recherche d'opérations ou d'actions mutualisées visant notamment à intégrer les synergies opérationnelles et la réduction des coûts unitaires.

Pour ce faire, un diagnostic de la situation sera réalisé dans la première année de la présente convention. Il intégrera la consultation des collectivités dans le cadre de l'élaboration de leurs programmes de voirie.

ARTICLE 4 : SUIVI ET AJUSTEMENT DU PROGRAMME TRAVAUX

Afin de saisir les opportunités de coordination et d'avoir une vision prospective partagée du potentiel d'affaires concourant à la qualité (article 3), les Parties conviennent de s'informer mutuellement dans le courant de l'année N-1 et au plus tard en novembre de l'année N-1 de la liste prévisionnelle des travaux qu'elles envisagent.
Ainsi, le concessionnaire enverra à l'autorité concédante les programmes travaux qu'elle envisage de mettre en œuvre dans le cadre de l'application de l'annexe 2A au cahier des charges de concession.
Les Parties se rencontreront dans le cadre des réunions techniques pour échanger sur ces listes d'affaires :

- *Suivi du programme prévisionnel*

A l'issue de ces échanges et au plus tard à la fin du 1er trimestre de l'année N, l'autorité concédante transmet au concessionnaire le programme retenu présentant la liste des dossiers, leur localisation, leur numéro d'affaire ainsi que leurs montants et par affaire, la répartition prévisionnelle (%) des travaux contribuant à l'amélioration de la qualité par la résorption de fils nus.
L'autorité concédante fournira un planning prévisionnel du déroulement de chaque opération dont les mises en service devront s'échelonner sur l'année.

- *Ajustement du programme définitif*

Au 30 juillet de l'année N au plus tard, les Parties feront le point sur l'avancement du programme et des ajustements éventuellement nécessaires. Le montant prévisionnel des dépenses est ainsi défini de manière à permettre aux parties de fiabiliser leurs trajectoires financières.
Dans le cas où une opération du programme ne pourrait être réalisée au cours de l'année N, les Parties conviennent de substituer à l'opération concernée une opération complémentaire, dans la limite du montant du programme initial. En cas d'impossibilité de substitution, les modalités de report sont précisées à l'article 6 de la présente convention.
En tout état de cause, ces modifications ne pourront avoir pour conséquence d'augmenter la participation définie aux article 5 et 6.

ARTICLE 5 : PARTICIPATION DU CONCESSIONNAIRE

Par application de l'article 4A de l'annexe 1 du cahier des charges de concession, le Concessionnaire participera, à raison de 40 % du coût hors TVA, au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité Concédante.

La participation annuelle d'Enedis aux travaux d'aménagement esthétique sur le réseau basse tension de la concession est plafonnée à **475 000 € HT par an** sur la durée de la présente convention.

Pour répondre à l'ambition partagée d'améliorer la qualité d'alimentation, la participation du Concessionnaire est répartie comme suit :

- **Une enveloppe « E » de 332 500 euros les deux premières années et 285 000 euros les deux suivantes** pour les travaux d'amélioration esthétique
- **Une enveloppe complémentaire « E-FNu » de 142 500 euros les deux premières années et 190 000 les deux suivantes** pour l'amélioration de l'esthétique et de la qualité par la résorption de fils nus BT.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

La répartition des aides sur ces deux enveloppes sera réalisée au prorata des fils nus effacés sur chaque affaire selon les modalités et exemples suivantes :

Cas 1 - affaire de 100 k€ HT à vocation purement esthétique : 40%, soit 40 k€ HT de participation financière Enedis, qui sera déduite de l'enveloppe « E».

Cas 2 - affaire de 100 k€ HT d'effacement exclusif de fils nus BT : 40%, soit 40 k€ HT de participation financière Enedis qui sera déduite de l'enveloppe « E-FNu ».

Cas 3 - affaire de 150 k€ HT dont le linéaire de fils nus BT déposé représente 70% du linéaire total effacé :

- 150 * 70% * 40%, soit 42 k€ de participation Enedis seront déduits de l'enveloppe « E-FNu »
- 150 * 30% * 40% soit 18 k€ de participation Enedis seront déduits de l'enveloppe «E».

ARTICLE 6 : VERSEMENT DE LA PARTICIPATION

Pour l'année N, l'autorité concédante émet dès la remise d'ouvrage et à deux reprises, un titre de recettes à destination du concessionnaire :

- avant le 30 juin de l'année N, pour 40% de l'enveloppe annuelle et correspondant aux chantiers mis en service à date ;
- avant le 30 novembre de l'année N, pour le complément des opérations mises en service de l'année.

Avant ces deux émissions annuelles de titre de recette, l'autorité concédante aura transmis au concessionnaire a minima 15 jours avant l'échéance, une liste attestant du montant des dépenses réalisées et des longueurs effacées par type de réseau par opération. Les pièces justificatives des dépenses et longueurs réalisées par l'autorité concédante seront mises à disposition du concessionnaire pour contrôle, à sa demande.

S'agissant des travaux d'enfouissement des réseaux électriques effectués en coordination avec d'autres occupants du domaine public routier, la participation du concessionnaire ne sera calculée et versée que pour les seuls travaux correspondant strictement à d'intégration des ouvrages dans l'environnement au sens de l'article 8 du cahier des charges. En conséquence, pour identifier ces travaux, l'autorité concédante fournira pour chaque dossier, à l'aide des éléments transmis par les différents maîtres d'ouvrage, les éléments faisant apparaître la quote-part de génie civil pour chaque occupant concerné, et notamment ceux correspondant aux opérateurs de télécommunications.

La part non consommée de la participation sur l'année N pourra être reportée sur l'année N+1 dans les conditions fixées à l'article 4 A de l'annexe 1 précitée.

En complément, la part non consommée de la participation sur l'année N de l'enveloppe « E-FNu » pourra être reportée sur l'année N+1 à hauteur maximale de 15%. Ce report éventuel de l'année N devra être consommé au cours de l'année N+1.

Si, au terme de la présente convention, le montant des justificatifs présentés ne permet pas d'atteindre le montant cumulé sur quatre ans des participations mentionnées à l'article 4, les sommes non dépensées ne pourront donner lieu à report sur une convention ultérieure.

En septembre de l'année N, un bilan de l'avancement des travaux de l'année N sera réalisé afin de garantir la mise en œuvre des dispositions ci-dessus.

ARTICLE 7 : Communication externe

Chacune des Parties s'engage à mentionner les partenaires financiers des chantiers dans toute action de communication externe valorisant cette convention et les opérations ainsi décidées.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

De plus, une plaquette pourra être réalisée et cofinancée d'un commun accord par les deux Parties, mettant en avant (photos avant et après, articles de presse, évènementiels, ...) l'amélioration esthétique obtenue par la réalisation des travaux au titre de la présente convention.

Enfin, l'autorité concédante s'engage, pour chaque opération cofinancée dans le cadre de la présente convention, à informer les riverains par la mise en place de panneaux d'information de chantier comportant les logos des deux Parties et mentionnant le montant de leurs financements respectifs.

ARTICLE 8 : BILAN

L'autorité concédante communiquera à chaque fin d'année le bilan des chantiers réalisés dans l'année : linéaire du réseau effacé dont longueur de fils nus BT effacés, nombre et localisation des chantiers, coût global et participation du concessionnaire. Ce bilan comportera un point sur les actions mises en œuvre pour améliorer le taux de résorption de fils nus.

Au dernier trimestre 2027, les Parties conviennent de faire un bilan qualitatif et quantitatif de la présente convention.

ARTICLE 9 : ADAPTATION DE LA CONVENTION

En cas de dispositions législatives ou règlementaires nouvelles applicables aux cahiers des charges de concession et portant sur l'amélioration esthétique des réseaux publics de distribution existants, l'autorité concédante et le concessionnaire discuteront d'une éventuelle adaptation de la présente Convention

ARTICLE 10 : DUREE ET ENTREE EN VIGUEUR

La présente Convention est conclue pour une mise en application au 01/01/2024 pour la durée du PPI. Elle pourra néanmoins faire l'objet, en tant que de besoin, d'avenants à la demande de l'une ou l'autre des Parties.

La présente Convention entrera en vigueur dès sa notification par l'autorité concédante au concessionnaire après accomplissement des formalités administratives liées au contrôle de légalité.

ARTICLE 11 : REGLEMENT DES LITIGES

Les Parties s'efforceront de résoudre à l'amiable leurs différends. Si des difficultés surviennent dans l'interprétation ou l'exécution de la Convention, la Partie la plus diligente invite l'autre à se rencontrer à une date déterminée pour tenter de parvenir à un règlement amiable.

A défaut de règlement amiable dans les 3 mois de la date de rencontre prévue à l'alinéa précédent, le litige pourra être soumis à la juridiction compétente.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Fait à Dardilly, le 21 DEC. 2023

En 3 exemplaires originaux, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

Pour l'Autorité Concédante

Le Président
Malik HECHAÏCHI

Pour le Concessionnaire

La Directeur Régional
Patrick LYONNET

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Convention entre le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône (SYDER) et Enedis relative à l'utilisation du service de consultation de la cartographie des réseaux concédés

Entre

• **Le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône** – Territoire d'énergie Rhône-SYDER, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par Monsieur Malik HECHAÏCHI le Président, dûment habilité(e) à cet effet par délibération du comité syndical CS_2023_080 du 28 novembre 2023, domicilié 61 Chemin du Moulin Carron, à Dardilly (69570),

Désigné ci-après « l'Autorité Concédante »,

D'une part,

Et

• **Enedis,** gestionnaire du réseau de distribution publique d'électricité, société anonyme à directoire et conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est Tour Enedis, 34, place des Corolles, 92079 La Défense Cedex, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Monsieur Patrick LYONNET, Directeur régional Sillon Rhodanien, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties par les membres du Directoire le 1er décembre 2019, faisant élection de domicile à Lyon, 288 Rue Duguesclin

Désignée ci-après « le Concessionnaire », pour la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité

D'autre part,

Désignés ci-après, individuellement par « la Partie », et ensemble par « les Parties ».

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

IL A ETE PREALABLEMENT EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIT :

Enedis propose à l'Autorité Concédante l'accès gratuit à un service de consultation à distance de la cartographie à grande échelle gérée par Enedis, sur le périmètre de la concession, au seul usage de l'Autorité Concédante, avec une mise à jour hebdomadaire des informations consultables.

Les Parties souhaitent, par la présente convention, définir les conditions d'utilisation et les modalités d'accès de l'Autorité Concédante à ce service.

ARTICLE 1er – OBJET DE LA CONVENTION

La présente convention (ci-après désignée « la Convention ») a pour but de définir les conditions d'utilisation et les modalités d'accès au service d'Enedis par lequel l'Autorité Concédante peut consulter une cartographie à moyenne et grande échelle des réseaux concédés présents sur le territoire de ladite concession (ci-après désigné « le Service Consultation Cartographie »).

L'objet premier de la présente Convention est la mise à disposition de la cartographie à grande échelle des réseaux. Il est précisé que le Service Consultation Cartographie est étendu par Enedis à la cartographie des réseaux à moyenne échelle afin de faciliter le confort de la consultation pour l'utilisateur du service. Si l'Autorité Concédante souhaite consulter une cartographie des réseaux à moyenne échelle plus riche en données descriptives, elle peut demander l'accès à la convention moyenne échelle proposée par Enedis.

L'accès au Service Consultation Cartographie est assuré dans une partie réservée aux Autorités Concédantes, dans le portail dédié aux autorités concédantes et collectivités. Cet accès est sécurisé et nécessite l'obtention d'un mot de passe contrôlé par Enedis.

Le Service Consultation Cartographie ne se substitue pas aux échanges cartographiques organisés par ailleurs entre Enedis et l'Autorité Concédante dans le cadre du cahier des charges de concessions et les conventions cartographiques grande échelle et moyenne échelle associées.

Enfin, les dispositions de la Convention s'appliquent sans préjudice de la réglementation relative à l'information des entreprises réalisant des travaux à proximité des ouvrages concédés, définie par les articles L.554-1 à L.554-5 et R554-1 à R554-38 du Code de l'environnement, pour laquelle chaque Partie est soumise à des obligations par ailleurs. En particulier, le Service Consultation Cartographie n'exonère pas les Parties du respect des obligations fixées par la réglementation en matière de déclaration de projet de travaux.

ARTICLE 2 – INFORMATIONS CONSULTABLES ET PRINCIPALES FONCTIONNALITES

2.1 Informations consultables

Dans le cadre du Service Consultation Cartographie, Enedis rend consultables les informations suivantes relatives au réseau public de distribution d'électricité sur le périmètre de la concession :

- tracés et position en moyenne échelle (échelles du 1/1000ème au 1/10000ème) du réseau aérien et souterrain, selon la description figurant en annexe 1,
- tracés et position en grande échelle (échelle inférieure au 1/1000ème) du réseau souterrain, selon la description figurant en annexe 1.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

La représentation à moyenne échelle du réseau est rattachée à des fonds de plans géo-référencés auxquels sont attachés des droits de représentation électronique qui doivent être respectés.

Ces droits permettent la consultation de données et prévoient les seules fonctionnalités de représentation électronique explicitées au paragraphe 2.2.

La représentation à grande échelle est rattachée à des plans topographiques de précision 1/200ème (ou « Plan Corps de Rue ») qui constituent une création intellectuelle originale, propriété ou copropriété de différents partenaires possibles (notamment Enedis, Autorité Concédante, gestionnaire de PCRS), ce que reconnaissent les Parties ; ils sont de ce fait protégés par la loi du 1er juillet 1992 relative au code de la propriété intellectuelle.

Les informations consultables ne comportent aucune donnée à caractère personnel au sens de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978, ni aucune Information Commercialement Sensible (ICS) au sens des articles L.111-73 et R111-22 à R111-30 du Code de l'énergie.

Les informations consultables feront l'objet d'une mise à jour hebdomadaire par Enedis.

2.2 Principales fonctionnalités

Le Service Consultation Cartographie offrira à minima les principales fonctionnalités suivantes, sauf régression fonctionnelle liée à des raisons techniques indépendantes de la volonté d'Enedis :

- Affichage : une emprise de fenêtre graphique affichant les différentes données cartographiques (fond de plans et réseaux) avec indication des numéros de casés
- Recherche par Adresse : saisir une adresse, afficher la zone recherchée
- Recherche par Coordonnées classiques : saisir des coordonnées géographiques (X;Y), afficher la zone recherchée
- Déplacement de l'image sur l'écran
- Mesure : effectuer des calculs de distance entre deux points ou selon un tracé multi-points
- Dessin : effectuer une personnalisation (texte, flèches, traits...) sur l'écran
- Chargement automatique des couches : charger automatiquement les couches (i.e. : éléments de fonds de plan et réseaux)
- Système de projection : choisir le système de projection du plan
- Zoom: changer l'échelle d'affichage des données
- Plan d'ensemble : emprise de fenêtre graphique affichant une vue globale "petite échelle" de la localisation
- Affichage des données attributaires
- Impression paramétrable (choix de l'échelle et du format du papier d'impression)

Le Service Consultation Cartographie s'appuie sur l'architecture de l'Infrastructure de Données Spatiales (IDS) développé par Enedis. Cet environnement moderne permettra le développement de nouveaux services afin d'étendre les fonctionnalités futures du service. Ces extensions seront négociées entre les Parties et contractualisées dans le cadre d'avenants à la présente Convention.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 3 – MODALITES D'UTILISATION DU SERVICE

3.1 Installation et formation

Enedis met à disposition de l'Autorité Concédante au plus 5 (cinq) comptes nominatifs d'accès au Service Consultation Cartographie. Chaque compte nominatif correspond à un utilisateur du Service Consultation Cartographie, ci-après un Utilisateur.

Le Service Consultation Cartographie est réservé aux seuls agents de l'Autorité Concédante opérant dans le cadre d'une activité relevant des missions de l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité telles que visées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales. Tout usage privé ou commercial du Service Consultation Cartographie par l'Autorité Concédante n'est pas autorisé.

Dans les trois mois qui suivent la signature de la Convention, l'Autorité Concédante convient avec Enedis d'une demi-journée (3 heures consécutives, entre 9 h et 12h ou entre 14 h et 17 h en jour ouvré) pour la prise en main du Service Consultation Cartographie sur les postes informatiques des Utilisateurs désignés par l'Autorité Concédante du Service Consultation Cartographie et pour une démonstration à distance d'utilisation de ce dernier.

Les postes informatiques des Utilisateurs du Service Consultation Cartographie sont à la charge de l'Autorité Concédante. Ils doivent avoir accès au service Internet et disposer d'un navigateur compatible (par exemple Firefox). Enedis précisera le navigateur recommandé au moment de la signature de la Convention.

3.2 Ouverture (habilitation, activation) des comptes utilisateurs

Le compte de l'Utilisateur est activé dans la semaine qui suit l'envoi d'une demande d'ouverture de compte via le portail dédié aux autorités concédantes et collectivités. La demande est accompagnée d'une acceptation par l'Utilisateur des conditions générales d'utilisation du Service figurant en annexe 2. L'Autorité Concédante s'engage à communiquer à Enedis tout changement d'informations relatives aux Utilisateurs nécessaires à l'ouverture d'un compte du Service Consultation Cartographie.

Au cours de la période couverte par la Convention, dans le respect des conditions ci-dessus, l'Autorité Concédante pourra demander la résiliation d'un ou plusieurs comptes Utilisateurs et l'ouverture de nouveaux comptes. Cette ouverture de nouveaux comptes ne donnera pas droit à une démonstration d'utilisation par Enedis.

3.3 Résiliation

Enedis se réserve le droit de mettre fin à l'accès du Service Consultation Cartographie, ou, de supprimer le compte de l'utilisateur, en raison de l'absence d'utilisation du Service Consultation Cartographie pendant une durée d'au moins 6 (six) mois.

Enedis se réserve également le droit de suspendre ou de restreindre, à tout moment, l'accès et l'utilisation du Service Consultation Cartographie pour une durée limitée pour des raisons internes et/ou techniques, notamment pour permettre la mise à jour des données, la maintenance des matériels et des serveurs, et en cas de non-respect des dispositions de la Convention.

Toute résiliation d'inscription, suspension ou restriction d'accès, pour quelque motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au profit de l'Autorité Concédante.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 4 – RESPONSABILITES

Enedis s'efforce dans la mesure du possible de maintenir accessible le Service Consultation Cartographie 7 jours sur 7, 24 heures sur 24, mais peut interrompre ou restreindre l'accès, notamment pour des raisons de mise à jour des données, de maintenance, de mise à niveau ou pour toute autre raison technique. Les utilisateurs du Service Consultation Cartographie seront informés du ou des motifs de cette interruption.

L'Autorité Concédante accepte et prend acte de ce que Enedis ne garantit pas l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques consultables dans le cadre du Service Consultation Cartographie.

Dans tous les cas, l'Autorité Concédante ne peut pas rechercher la responsabilité d'Enedis fondée notamment sur une interruption ou altération du fonctionnement du Service Consultation Cartographie ou sur le degré de fiabilité des plans et données consultables dans le cadre du Service Consultation Cartographie, notamment en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

L'Autorité Concédante s'engage à faire figurer les mentions suivantes lors de toute utilisation des informations issues du Service Consultation Cartographie :

« *Propriété d'Enedis. Edition graphique issue d'un plan informatisé. Elle ne peut être ni reproduite ni communiquée au-delà de ses missions d'autorité concédante, en particulier du contrôle de la concession ou de la maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages électriques concédés, ni utilisée à des fins commerciales sans autorisation spécifique de la part d'Enedis. Les informations figurant sur ce plan sont données à titre indicatif.*

- *Date de dernière mise à jour des données*
- *Date d'édition du plan* »

L'Autorité Concédante s'engage à porter les dispositions de la Convention à la connaissance des Utilisateurs.

ARTICLE 5 – MODIFICATIONS DU SERVICE

Le Service Consultation Cartographie est susceptible d'être complété ou modifié par Enedis au-delà des interventions de tierce maintenance applicative.

L'Autorité Concédante en est informée avec un délai de prévenance de 2 (deux) mois.

ARTICLE 6 – CONDITIONS TARIFAIRES

Le Service Consultation Cartographie n'est pas facturé à l'Autorité Concédante dans le cadre des conditions d'utilisation fixées par la présente Convention.

ARTICLE 7 – PRISE D'EFFET ET DUREE DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à la date de sa signature par les parties pour une durée de **4** années.

ARTICLE 8 – REGLEMENT DES LITIGES

Tout litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention devra faire l'objet d'une recherche de conciliation à l'initiative de la Partie la plus diligente.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 9.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 9 – RESILIATION DE LA CONVENTION

Chaque Partie a la faculté de résilier à tout moment la Convention, sous réserve d'un préavis de deux mois.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par Enedis, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'Autorité Concédante.

ARTICLE 10 – FORMALITES

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

Fait en deux exemplaires originaux.

Fait à Dardilly, le 21 DEC. 2023

L'Autorité Concédante	Le Concessionnaire
Le Président Territoire d'Energie Rhône-SYDER	Le Directeur Régional Enedis Sillon Rhodanien
Malik HECHAICHI	Patrick LYONNET

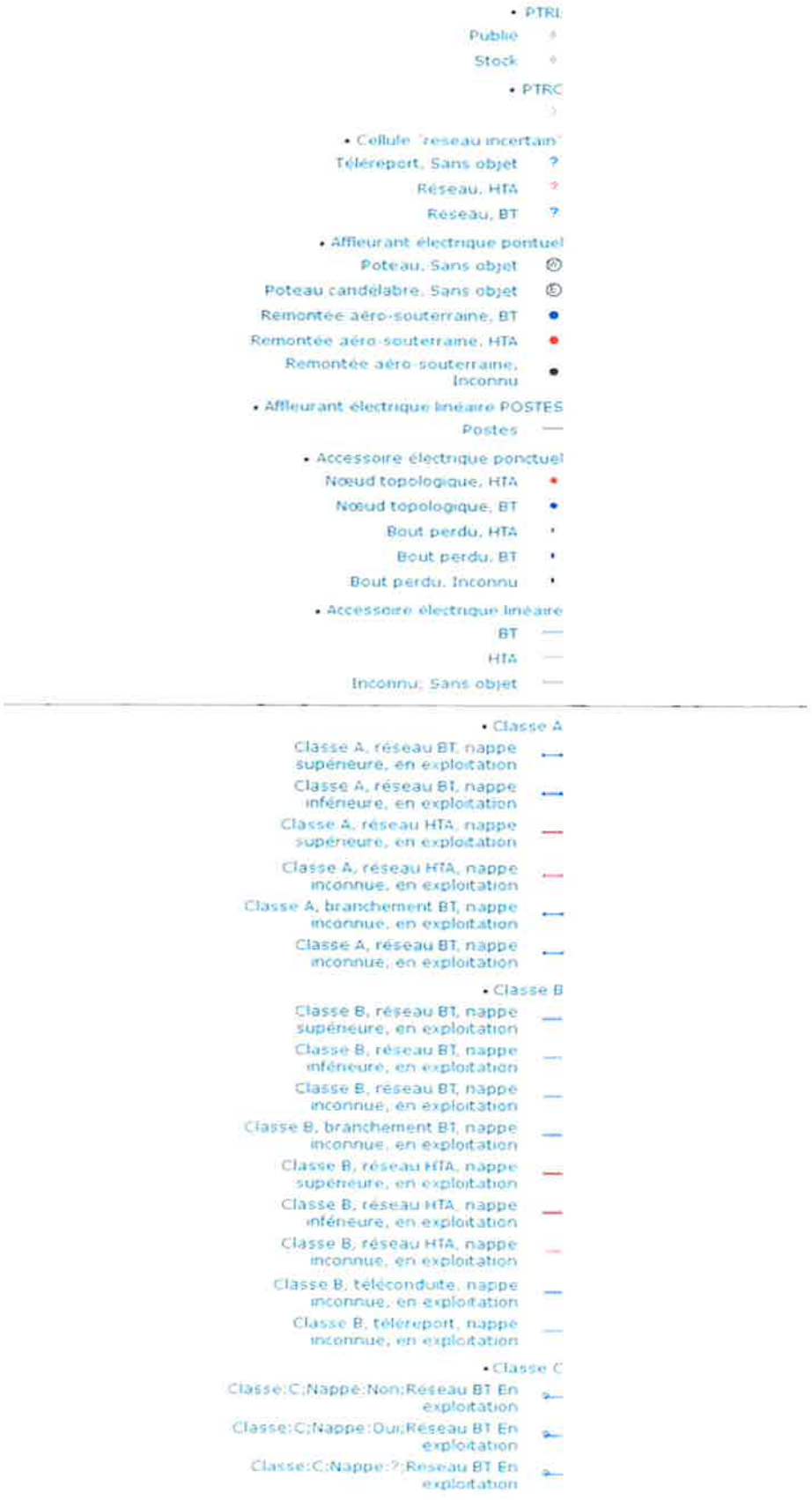
Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Annexe 1 : description des informations consultables sur le Service Consultation Cartographie

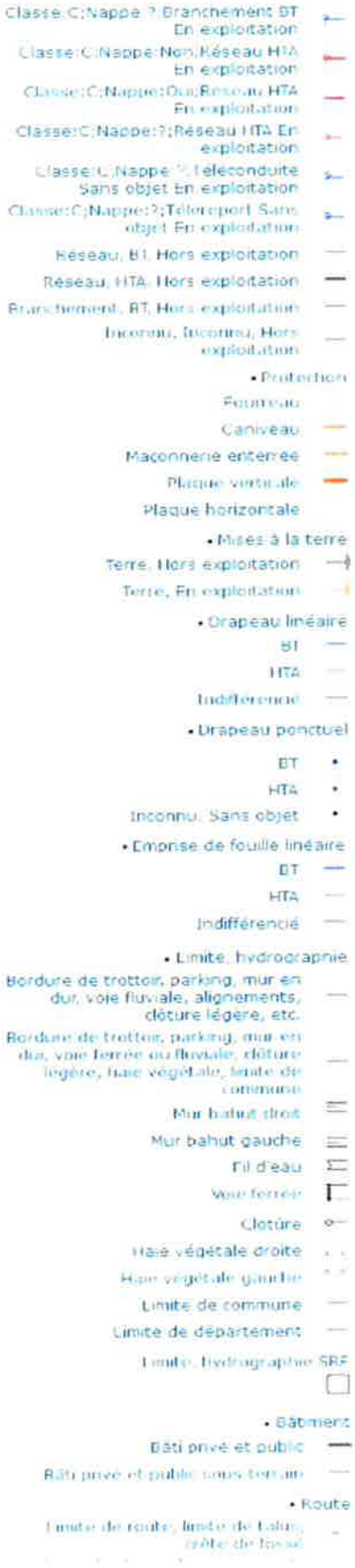
Moyenne Echelle :

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

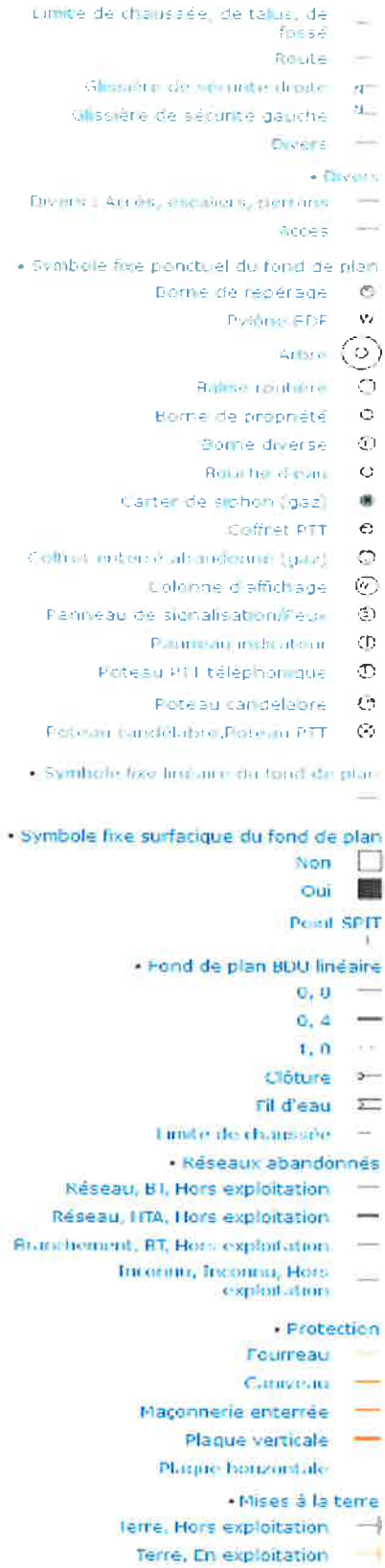
Grande Echelle :



Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC



Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC



Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Annexe 2: Conditions Générales d'Utilisation

L'Utilisateur ne dispose sur les Informations consultables par le Service que d'un droit d'usage strictement professionnel dans le cadre des missions de l'Autorité Organisatrice de la Distribution Publique d'Electricité (AODE).

Est ainsi prohibé tout usage des Informations sans lien direct avec les missions de l'AODE et notamment tout usage privé ou commercial.

L'Utilisateur s'engage à ne pas utiliser le Service et/ou les Informations pour :

- manipuler de quelque manière que ce soit les Informations de manière à dissimuler la source et l'origine des informations transmises sur le Service ;

- télécharger, afficher, transmettre par e-mail ou de quelque autre manière, tout contenu comportant des virus informatiques ou tout code, dossier ou programme conçus pour interrompre, détruire ou limiter les fonctionnalités de tout logiciel, ordinateur ou outil de télécommunication sans que cette énumération ne soit limitative ;

- commettre toute action ayant un effet perturbateur et/ou entravant les capacités de communication du Service en temps réel ;

- entraver ou perturber le Service, les serveurs, les réseaux connectés au Service, ou refuser de se conformer aux conditions requises, aux procédures, aux règles générales et/ou aux dispositions réglementaires applicables au réseau connecté au Service ;

- utiliser les données du fond de plan au-delà des droits de représentation électronique mentionnés dans la Convention

L'Utilisateur déclare et reconnaît accepter les caractéristiques et les limites de l'internet et, en particulier, il reconnaît :

- que les données circulant sur l'internet ne sont pas nécessairement protégées, notamment contre les détournements éventuels,

- que la communication par l'Utilisateur à des tiers de ses identifiants et, d'une manière générale, de toute information jugée par l'Utilisateur comme confidentielle, relève de son entière responsabilité,

- qu'il appartient à l'Utilisateur de prendre toutes les mesures appropriées de façon à protéger ses propres données et/ou logiciels de la contamination par des virus, le cas échéant, sur le réseau Internet,

- que les données et/ou informations circulant sur l'Internet peuvent être réglementées en termes d'usage ou être protégées par un droit de propriété.

D'une manière générale, l'Utilisateur est seul responsable de l'ensemble des données, du contenu rédactionnel et/ou des informations qu'il diffuse et transfère sur l'Internet et de l'usage du Service proposé par Enedis.
Enfin, l'Utilisateur est informé que l'Internet est un réseau qui véhicule un certain nombre de données susceptibles d'être protégées et d'enfreindre des dispositions légales en vigueur.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

Convention entre le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône (SYDER) et Enedis relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution

Entre

• **Le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône** – Territoire d'énergie Rhône-SYDER, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par Monsieur Malik HECHAÏCHI le Président, dûment habilité(e) à cet effet par délibération du comité syndical CS_2023_080 du 28 novembre 2023, domicilié 61 Chemin du Moulin Carron, à Dardilly (69570),

Désigné ci-après « l'Autorité Concédante »,

D'une part,

Et

• **Enedis,** gestionnaire du réseau de distribution publique d'électricité, société anonyme à directoire et conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est Tour Enedis, 34, place des Corolles, 92079 La Défense Cedex, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Monsieur Patrick LYONNET, Directeur régional Sillon Rhodanien, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties par les membres du Directoire le 1er décembre 2019, faisant élection de domicile à Lyon, 288 Rue Duguesclin

Désignée ci-après « le Concessionnaire », pour la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité

D'autre part,

ou individuellement désignés « la Partie », et ensemble « les Parties ».

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

IL A ETE EXPOSE ET CONVENU CE QUI SUIT :

PREAMBULE

Le Concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, établit et tient à jour, au fil de l'eau, une cartographie de ce réseau, en particulier pour :

- exploiter les ouvrages du réseau concédé et répondre aux sollicitations des tiers, notamment au titre de la règlementation relative à l'exécution de travaux à proximité des ouvrages précités ;
- mettre à la disposition de l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, conformément au cahier des charges de concession signé entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire.

La liste des informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité est précisée dans l'annexe 2 de l'arrêté du 11 mars 2016.

Par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), les parties signataires fixent d'un commun accord les modalités de mise à disposition de plans et de données cartographiques à moyenne échelle aux fins de faciliter l'accomplissement de leurs missions respectives.

ARTICLE 1er – OBJET DE LA CONVENTION

La Convention a pour but de définir les modalités techniques et financières de mise à disposition de plans et données cartographiques au format numérique à moyenne échelle relatifs aux ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sur le territoire de la concession, entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire.

ARTICLE 2 – COMMUNICATION DES PLANS A MOYENNE ECHELLE

Conformément au cahier des charges de concession, le Concessionnaire remet à l'Autorité Concédante une représentation cartographique à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité présents sur le territoire de la concession, selon les modalités fixées au présent article.

2.1 Nature des données communiquées par le Concessionnaire

Les données communiquées par le Concessionnaire au titre du présent article décrivent l'ensemble des ouvrages concédés en l'état des dernières mises à jour de leur représentation cartographique.

La nature des données fournies est précisée en annexe 1 de la Convention.

Les données portent notamment sur les types d'ouvrages suivants :

- postes source,
- postes de distribution publique,
- armoires HTA,
- appareils de coupure aérien HTA,
- tronçons HTA et BT.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Sont communiquées en sus, dès lors qu'elles ne relèvent ni de la catégorie des informations commercialement sensibles (ICS) ni de celle des données à caractère personnel (DCP), les données concernant les postes clients (consommateurs ou producteurs).

Par ailleurs, les données relatives aux branchements (Liaison Réseau et Dérivation Individuelle) seront communiquées dans le système d'information géographique du Concessionnaire suivant le calendrier prévu par l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité, notamment, le type de branchement, la commune, et en ce qui concerne les longueurs, leur tracé et leurs caractéristiques techniques. Ces données seront enrichies au fur et à mesure de la réalisation des travaux.

La représentation à moyenne échelle des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est rattachée à des plans IGN géo-référencés (BD parcellaire, France Raster) pour lesquels les droits d'usage doivent être respectés.

2.2 Modalités de communication des données cartographiques fournies par le Concessionnaire

Les données sont fournies au format SHAPE.

Les données mentionnées au 2.1 sont communiquées par le Concessionnaire sans fond de plan (hors format PDF).

Les données sont transmises par clé USB ou tout autre moyen adapté, tel des plateformes de téléchargement (serveurs FTP), dès lors qu'il convient aux Parties.

Le Concessionnaire fournit gracieusement deux mises à disposition des données par an, au 30 juin et au 31 décembre de chaque année.

Les frais liés à des mises à disposition supplémentaires sont, à la date de signature de la Convention, de : 356,61 euros HT + 1 euro par tranche de 10 km de réseaux (BT et HTA).

Ces montants font l'objet d'une actualisation au premier janvier de chaque année correspondant à l'évolution de l'indice des prix à la consommation au cours des douze derniers mois.

2.3 Démarche d'amélioration : modalités d'échanges entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire

Lorsque l'Autorité Concédante signale au Concessionnaire d'éventuels écarts entre les plans qui lui ont été remis par le Concessionnaire et l'implantation réelle des ouvrages concédés, leur nature ou leur représentation, le Concessionnaire examine le bien-fondé de ce constat et, le cas échéant, apporte les corrections nécessaires à la représentation cartographique des ouvrages concédés, puis en informe l'Autorité Concédante.

Lorsque les Parties conviennent que les écarts avérés sont significatifs, le Concessionnaire fournit, à titre gratuit, à la demande de l'Autorité Concédante, les données cartographiques corrigées.

Pour les échanges du présent article, les interlocuteurs de l'Autorité Concédante et du Concessionnaire sont précisés en tant que de besoin en annexe à la Convention ou par échange de courriers entre les Parties.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 3 – OBLIGATIONS DE L'AUTORITE CONCEDANTE RELATIVES A L'USAGE ET LA DIFFUSION DES DONNEES TRANSMISES PAR LE CONCESSIONNAIRE

La représentation au format numérique des ouvrages des réseaux publics de distribution d'électricité est fournie par le Concessionnaire à l'usage exclusif de l'Autorité Concédante, dans le cadre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et des dispositions du cahier des charges de concession. Elle ne peut être ni reproduite, ni communiquée à des tiers, ni utilisée à des fins commerciales.

A titre dérogatoire, l'Autorité Concédante est autorisée à communiquer aux collectivités publiques du périmètre de la concession qui lui en font la demande, pour un usage non commercial, les données suivantes qui lui ont été transmises par le Concessionnaire :

- Le tracé du réseau public de distribution d'électricité avec, par tronçon :
  - le niveau de tension (HTA, BT),
  - le type (fil nu, torsadé, souterrain),
  - la section du conducteur,
  - la nature du conducteur,
  - la date de construction (si disponible) ;

- L'identification des remontées aéro-souterraines (RAS) ;

- La position des postes source HTB/HTA, avec leur nom, sans indication sur leur puissance ;

- La position des postes de distribution publique HTA-BT, avec leur nom, et le nom de leur commune d'implantation, sans indication sur leur puissance ;

- La position des postes clients (consommateurs ou producteurs) représentés par leurs symboles, sans nom signifiant ni indication sur leur puissance.

La communication de l'Autorité Concédante est accompagnée d'une mention :

- précisant que la représentation des ouvrages est rattachée à des plans cadastraux ou à des plans IGN géoréférencés dont le Concessionnaire a acquis le droit d'usage ;
- rappelant la date de dernière mise à jour de la cartographie communiquée ;
- invitant la collectivité publique à se rapprocher du Concessionnaire pour toute information actualisée sur le tracé ou la position d'un ouvrage.

Le Concessionnaire fait figurer la même mention lorsqu'il communique les données listées ci-dessus à des collectivités publiques du périmètre de la concession.

L'Autorité concédante informe le Concessionnaire de la communication à laquelle elle procède au titre du présent article, en précisant le cadre et les modalités de cette communication. Le Concessionnaire fait de même vis-à-vis de l'Autorité Concédante lorsqu'il est sollicité par une collectivité publique du périmètre de la concession.

En cas de non-respect par l'Autorité Concédante des obligations ci-dessus explicitées relatives à l'usage et la diffusion des données transmises, le Concessionnaire pourra, après une mise en demeure restée infructueuse plus d'un mois, résilier unilatéralement la Convention sous réserve d'en avoir informé au préalable l'Autorité Concédante par lettre recommandée avec accusé de réception.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 4 – DROITS DE PROPRIETE, D'USAGE ET DE DIFFUSION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

4.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Sans préjudice des stipulations de l'article 3, chaque Partie autorise l'autre Partie à utiliser, reproduire et communiquer les plans et données cartographiques qu'elle lui transmet, dans le respect des modalités de la présente Convention, et sauf accord exprès et écrit de l'autre Partie, dans le strict cadre suivant :

- pour l'Autorité Concédante : au titre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages électriques concédés, énoncées aux articles L.2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales ;
- pour le Concessionnaire : pour l'exercice exclusif de ses missions de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité fixées à l'article L.322-8 du Code de l'énergie.

4.2 PRESTATAIRES

Une Partie peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à un prestataire auquel elle a recours à partir du moment où celui-ci :

- respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l'engagement de confidentialité prévu à l'annexe 2 de la Convention ;
- intervient au titre des missions visées au point 4.1 du présent article.

4.3 AUTORITES CONCEDANTES FRONTALIERES

L'Autorité Concédante peut communiquer tout ou partie des plans et données cartographiques au format numérique à une autorité concédante frontalière à partir du moment où, au titre de ses missions d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages électriques concédés, cette autorité concédante frontalière a souscrit une convention similaire à la présente Convention, avec notamment l'engagement de confidentialité prévu à son annexe 2.

ARTICLE 5 – RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES

L'Autorité Concédante reconnaît avoir été pleinement informée par le Concessionnaire des obligations applicables aux informations commercialement sensibles (ci-après « ICS »), ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations, conformément aux dispositions prévues par les articles L.111-73 et L. 111-81 et R 111-26 à R 111-30 du Code de l'énergie.

C'est pourquoi l'Autorité Concédante :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires, aux collectivités publiques du périmètre de la concession ayant bénéficié des données cartographiques en application de l'article 3 des présentes et aux autorités concédantes frontalières ayant bénéficié des données cartographiques en application de l'article 4.3 des présentes.

De même, le Concessionnaire :

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par l'Autorité Concédante qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

ARTICLE 6 – RESPONSABILITE

6.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication, par elles ou leurs prestataires, des plans et données cartographiques en dehors du cadre fixé par la Convention, la loi ou le règlement.

6.2 EXCLUSION DE RESPONSABILITE

Les Parties prennent acte de ce que l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques ne peuvent être garanties.

De ce fait, une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des plans et données au format numérique fournis dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

ARTICLE 7 – DUREE ET SUIVI DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à la date de sa signature par les Parties pour une durée de **4** années.

Les Parties conviennent de se rencontrer une fois par an afin de réaliser un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention. A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

En outre, les Parties conviennent que soit intégrée toute évolution issue d'un éventuel nouveau modèle national de convention cartographique « moyenne échelle » permettant un enrichissement des données transmises.

ARTICLE 8 – REGLEMENT DES LITIGES

En cas de litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention, avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation visée à l'article 50 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux (2) mois après saisine pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 9 sans préjudice de leur possibilité d'ester en justice.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 9 – RESILIATION DE LA CONVENTION

9.1 MODALITES DE RESILIATION

En cas d'échec de la procédure de règlement des litiges visée à l'article 8 ci-dessus, chaque Partie a la faculté de résilier la Convention, sous réserve d'un préavis de quatre mois.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par l'une des Parties, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

9.2 EFFETS DE LA RESILIATION

L'Autorité Concédante conserve pour son usage exclusif, au titre de ses missions d'autorité organisatrice et de maîtrise d'ouvrage, les plans et données cartographiques communiqués par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention.

ARTICLE 10 – DIVERS

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

En foi de quoi, les partenaires ont signé la Convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Dardilly, le 21 DEC. 2023

L'Autorité Concédante	Le Concessionnaire
Le Président Territoire d'Energie Rhône-SYDER	Le Directeur Régional Enedis Sillon Rhodanien
Malik HECHAICHI	Patrick LYONNET

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Annexe 1 : Cartographie des ouvrages à moyenne échelle

Liste des données cartographiques communiquées par le Concessionnaire en moyenne échelle à l'Autorité Concédante (au format SHAPE)

Poste Source

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM	Nom du poste source = codification nationale RTE du poste source
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
SOMME_PUI	Puissance installée en MVA
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Nota : le nombre de transformateurs par poste source et la PTMB par transformateur HTB-HTA, donnée calculée annuellement, sont fournis au titre du contrôle de concession.

Poste électrique : cas des postes de distribution publique

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Poste
NOM_POSTE	Nom du poste = nom dit en clair Le nom des postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs ou producteurs n'est pas renseigné
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_P	Fonctions du poste : • Inconnu • Distribution Publique • Client HTA (Cf. cas Poste Client HTA) • Distribution Publique - Client HTA • Répartition (Cf. cas Poste de Répartition) • Production (Cf. cas Poste Client HTA Production) • Transformation HTA/HTA • DP - Client HTA - Production • Client HTA - Production (Cf. cas Poste Client HTA) • DP – Production
T_DE_POSTE	Type du poste : • Inconnu

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

	• CH - Cabine Haute • CB - Cabine Basse • IM - En Immeuble • EN - En Terre • CC - Cabine De Chantier • UC - Urbain Compact • RC - Rural Compact • UP - Urbain Portable (PAC) • RS - Rural poste socle • DI - Divers • SA - Poste Au Sol Simplifie de Type A • SB - Poste Au Sol Simplifie de Type B • H6 - Poteau H61 • PO - Poteau non H61 • CS - Poste Rural Compact Simplifié • IE - Poste Urbain Intégré à son Environnement
NB_TRANSFO	Nombre de transformateurs pour les postes HTA/BT Non renseigné pour les postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs et producteurs
PUISSANCE_	Puissance des transformateurs installés (kVA) Non renseigné pour les postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs et producteurs
NB_INTER	Nombre d'interrupteurs installés
TELECOMMAN	Présence (oui/non) d'une télécommande des organes de coupure présents à l'intérieur du poste Non renseigné pour les postes DP « mixtes » avec clients HTA consommateurs et producteurs
T_PROD_HTA	Type de production HTA si présence d'un producteur : - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien - Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
NB_PROD_BT	Nombre de producteurs BT
T_PROD_BT	Type de production BT si présence d'un producteur - Biogaz - Biomasse - Cogénération - Dispatchable - Déchets ménagers et assimilés - Eolien

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

	- Freinage régénératif - Géothermie - Hydraulique - Inconnu - Photovoltaïque - Pile à combustible - Thermique fossile
PBT_INF_36	Nombre de producteurs BT <= 36 kva
PBT_SUP_36	Nombre de producteurs BT > 36 kva
CLI_INF_36	Nombre de clients <= à 36 kva
CLI_SUP_36	Nombre de client > à 36 kva
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Armoire HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de l'armoire
NOM_ARMOIRE	Nom de l'armoire
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_INSTALL	Date d'installation
TYPE	**Type d'armoire :** • Manuelle • Manuelle à 3 interrupteurs • Manuelle avec dérivation • Télécommandée • Télécommandée à 3 interrupteurs • Manuelle à 4 interrupteurs • Télécommandée à 4 interrupteurs
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Appareil de coupure aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
DATE_INSTALL	Date d'installation
AUTOMAT_1	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_2	Caractérise le type d'automatisme
AUTOMAT_3	Caractérise le type d'automatisme

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

TELECOMMAN	Présence d'une télécommande (oui/non)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Remontée aérosouterraine BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
RAS_BT	Oui
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Remontée aérosouterraine HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de la remontée Aérosouterraine HTA
RAS_HTA	Oui
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Poteau HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon aérien HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ HTA
CODE_DEP	Code GDO du départ HTA
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm^2

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

TENS_EXPL	Tension nominale d'exploitation
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
PDV	Tronçon Aérien HTA traité en PDV
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Nota : ce tableau sera mis à jour pour tenir compte de la mise en œuvre de la rénovation programmée

Tronçon souterrain HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DEPART	Nom du départ HTA
CODE_DEP	Code GDO du départ HTA
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
ISOLANT	Nature de l'isolant :
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm^2
TENS_EXPL	Tension nominale d'exploitation
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Poteau BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
CODE_DEP	Code GDO du départ BT
TYPE_LIGNE	Aérien, Torsadé (nota : Aérien = nu)
NATURE_MET	AM, AL, CU

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

SECTION_PH	En mm^2
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
L. 332-15	oui, non (valeur par défaut)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Tronçon souterrain BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction (si disponible)
CODE_DEP	Code GDO du départ BT
TYPE_LIGNE	Souterrain, Sous-marin, En-galerie
EST_ISOL	Estimation de la nature de l'isolant BT : absent des bases de données, l'isolant est estimé en s'appuyant sur les dates de construction et la nature de métal avec la règle suivante : 1946_AL : année 1946 et NATURE_MET AL 1946_CU : année 1946 et NATURE_MET CU CPI_AL : entre 1947 et 1969 et NATURE_MET AL CPI_CU : entre 1947 et 1969 et NATURE_MET CU NP : Neutre périphérique entre 1970 et 1976 Autres : > 1976
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_PH	En mm^2
LONGUEUR_E	Longueur électrique sur la ou les communes traversées (en mètre)
L. 332-15	oui, non (valeur par défaut)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Dipôle Source BT

La nature des isolants des câbles n'étant pas enregistrée dans le SIG, elle a été évaluée avec la date de construction.

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Dipôle Source
COEF_UTIL	Coefficient d'utilisation du transformateur
P.CPI_AL	Pourcentage de CPI AL sur le dipôle source (entre 1947 et 1969)
P.CPI_CU	Pourcentage de CPI CU sur le dipôle source (entre 1947 et 1969)
P.1946_AL	Pourcentage de Câble 1946 AL sur le dipôle source
P.1946_CU	Pourcentage de Câble 1946 CU sur le dipôle source

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

P.NP	Pourcentage de Neutre Périphérique sur le dipôle source (entre 1970 et 1976)
P.AUTRES	Pourcentage de Câbles Autres (> 1976)
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Départ BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Départ BT
INT_MAX	Intensité MAX
DU/U MAX	Contrainte Tension max sur le départ
CHUTE_TENS	Chute de tension totale
PMAX_ADM_T	Puissance max Admissible en tête de Départ
LONG_TOT_D	Longueur Totale du Départ
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Départ HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO du Départ HTA
NOM_DEPART	Nom du départ
P de PC	Pourcentage de câble avec isolant PC
P de PM	Pourcentage de câble avec isolant PM
P de PP	Pourcentage de câble avec isolant PP
P de PU	Pourcentage de câble avec isolant PU
P de S3	Pourcentage de câble avec isolant S3
P de S6	Pourcentage de câble avec isolant S6
P de SC	Pourcentage de câble avec isolant SC
P de SO	Pourcentage de câble avec isolant SO
P de SR	Pourcentage de câble avec isolant SR
P de SE	Pourcentage de câble avec isolant SE
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Nota : la PTMB, donnée calculée annuellement, est fournie au titre du contrôle de concession.

Jonction HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de la jonction HTA
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Connexion HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
CODE_GDO	Code GDO de la connexion HTA
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Postes électriques : cas des Postes de Répartition

ATTRIBUT	DESCRIPTION
NOM_DU_POS	Nom du poste de répartition
CODE_GDO	Code GDO du poste
DATE_DE_CO	Date de construction
FONCTION_PO	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Postes électriques : cas des Postes Client HTA

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
CODE_GDO	Code GDO du Poste
FONCTION_PO	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Postes électriques : cas des Postes Client – Producteur HTA

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
CODE_GDO	Code GDO du Poste
FONCTION_PO	Fonction du Poste
TYPE_DE_PO	Type de Poste
TYPE_DE_PR	Type de Production HTA
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Dispositifs de régulation de la tension

Les dispositifs de régulation de la tension (DAT, CBM, CTM, ERT) éventuellement existants dans le SIG peuvent, le cas échéant, faire l'objet d'un ajout dans le cadre de la convention cartographique moyenne échelle signée localement.

Nota : DAT (Décaleur et Adapteur de Tension), CBM (Convertisseur Bi-Mono), CTM (Convertisseur Tri-Mono), ERT (Equilibreur de Réseau Triphasé)

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_M_SERV	Date de mise en service
PUISS_ASS	Puissance assignée
TYPE_APP	Type Appareil
NOM_COMMUN	Nom de la commune
CODE_INSEE	Code INSEE de la commune
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

En complément, les données cartographiques communiquées identifieront à titre indicatif les raccordements réalisés dans le cadre de l'article L. 332-15 du code de l'urbanisme représentés sous forme de branchements, avec les éléments suivants :

Raccordement aérien BT

ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
LONGUEUR_S	Longueur électrique (en mètre)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_F	En mm^2
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Raccordement souterrain BT

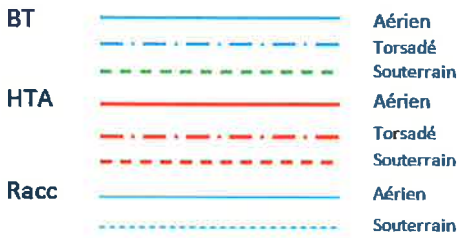
ATTRIBUT	DESCRIPTION
DATE_DE_CO	Date de construction
LONGUEUR_S	Longueur électrique (en mètre)
NATURE_MET	AM, AL, CU
SECTION_F	En mm^2
NOM_COMMUN	Nom(s) de la (des) commune(s)
CODE_INSEE	Code(s) INSEE de la (des) commune(s)
CODE_RELAI	Code Concession
LIBELLE_RE	Nom de la concession
DATE_EXP	Date de génération de l'export Shape

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Représentation des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité à moyenne échelle

A titre indicatif, les symboles utilisés par le Concessionnaire dans son système d'information géographique sont les suivants :

Pour le format SHAPE :



Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Annexe 2 : Acte d'engagement

CONDITIONS D'UTILISATION DES DONNEES NUMERIQUES GEOGRAPHIQUES ISSUES DE LA BASE DE DONNEES DU CONCESSIONNAIRE ENEDIS
PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE

Le fichier informatique de données géographiques numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis _____

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis) _____ (adresse)

Ci-après désigné : « l'Autorité Concédante » (ou « Enedis »)

à : ... (Nom du prestataire)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « le prestataire »

_____

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité Concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent acte d'engagement.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité Concédante (ou Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage :

- à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations,
- à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité Concédante commanditaire (ou Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité Concédante (ou Enedis) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à _____, le _____

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

L'Autorité Concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

Convention entre le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône (SYDER) et Enedis relative à l'échange de données cartographiques à l'occasion de travaux

Entre

• **Le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône** – Territoire d'énergie Rhône-SYDER, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par Monsieur Malik HECHAÏCHI le Président, dûment habilité(e) à cet effet par délibération du comité syndical CS_2023_080 du 28 novembre 2023, domicilié 61 Chemin du Moulin Carron, à Dardilly (69570),

Désigné ci-après « l'Autorité Concédante »,

D'une part,

Et

• **Enedis,** gestionnaire du réseau de distribution publique d'électricité, société anonyme à directoire et conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est Tour Enedis, 34, place des Corolles, 92079 La Défense Cedex, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Monsieur Patrick LYONNET, Directeur régional Sillon Rhodanien, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties par les membres du Directoire le 1er décembre 2019, faisant élection de domicile à Lyon, 288 Rue Duguesclin

Désignée ci-après « le Concessionnaire », pour la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité

D'autre part,

Désignés ci-après, individuellement par « la Partie », et ensemble par « les Parties ».

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

IL A ETE PREALABLEMENT EXPOSE, PUIS CONVENU CE QUI SUIT :

Les parties ont conclu, le 01 janvier 2024, une convention de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs règlementés de vente.

Au titre de cette convention, l'Autorité Concédante a accordé, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au Concessionnaire, la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'Autorité Concédante, aux conditions du cahier des charges annexé à ladite convention.

Le Concessionnaire est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession. En cette qualité, le Concessionnaire établit et tient à jour, au fil de l'eau, une cartographie de ce réseau, en particulier pour :

- exploiter les ouvrages du réseau concédé et répondre aux sollicitations des tiers, notamment au titre de la règlementation relative à l'exécution de travaux à proximité des ouvrages du réseau concédé ;
- mettre à disposition de l'Autorité Concédante une représentation cartographique actualisée à moyenne échelle des réseaux publics de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, conformément au cahier des charges de concession signé entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire.

Les autorités concédantes contribuent à ces cartographies à grande et moyenne échelle dans les zones où elles disposent d'une compétence de maîtrise d'ouvrage en application du contrat de concession.

Par la présente convention (ci-après désignée « la Convention »), les Parties conviennent des conditions et modalités d'échanges de plans et de données cartographiques aux fins de faciliter l'exécution de leurs missions respectives dans le cadre de la réalisation de nouveaux ouvrages ou de la modification d'ouvrages existants.

Dans l'hypothèse d'un partenariat sur le territoire de la concession associant l'Autorité Concédante, le Concessionnaire et d'autres opérateurs et collectivités territoriales, en vue de la constitution d'un fond de plan géoréférencé mutualisé entre les partenaires (Plan Corps de Rue Simplifié), cette convention sera remplacée par une convention adaptée localement en fonction des processus établis par le gestionnaire du PCRS local.

Les dispositions de cette convention seront à reconsidérer en totalité par les deux parties à l'arrivée du standard d'échange StaR-Elec, spécifiant les informations à transmettre à la fin de la construction d'un ouvrage, ainsi que le format à utiliser.

Plus généralement, l'évolution des informations à transmettre après travaux nécessitera des adaptations régulières de cette convention pour suivre les exigences de la réglementation et l'adéquation aux besoins d'exploitation (par exemple traçabilité des matériels, géoréférencement des ouvrages aériens...).

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 1er – OBJET DE LA CONVENTION

La Convention a pour but de faciliter les échanges réciproques, entre l'autorité concédante et Enedis, de données cartographiques à grande échelle (représentation des ouvrages souterrains de distribution publique d'électricité à l'échelle 1/200ème) et moyenne échelle, à l'occasion de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante. Elle inclut les échanges prévus par l'article 3 de l'arrêté du 11 mars 2016 précisant la liste des informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité, tout comme les dispositions de l'article 4 de l'arrêté « inventaire » du 10 février 2020. Lorsque la convention relative aux échanges d'informations dans le cadre de l'établissement et de la mise à jour de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages de branchement a été conclue entre Enedis et l'Autorité Concédante au niveau local, la Convention en tient compte.

Les présentes stipulations s'appliquent sans préjudice, d'une part, de la réglementation relative à l'information des entreprises réalisant des travaux à proximité des ouvrages concédés, définie aux articles L. 554-1 à L. 554-5 et R554-1 à R554-38 du Code de l'environnement, d'autre part, des dispositions relatives aux infrastructures d'informations géographiques figurant aux articles L. 127-1 et suivants du Code de l'environnement, pour lesquelles chaque Partie est soumise à des obligations par ailleurs.

Pour les fonds de plans grande échelle, l'article 2 précise qu'Enedis met à disposition les extraits dont elle dispose et que l'Autorité Concédante les complète et/ou les met à niveau sur la zone d'emprise desdits travaux.

Pour le réseau, les articles 2 et 3 décrivent précisément le contenu du dossier des ouvrages construits ou modifiés par l'Autorité Concédante, qui permettra une mise à jour plus exhaustive des bases de données patrimoniales qu'Enedis doit maintenir.

Les obligations mises à la charge de l'Autorité Concédante décrites dans les articles 2 et 3 ci-dessous sont identiques à celles qu'Enedis met en œuvre à l'occasion des travaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage.

ARTICLE 2 – PROCESSUS DE MISE A JOUR DE LA CARTOGRAPHIE GRANDE ECHELLE PAR L'AUTORITE CONCEDANTE

Ces plans et données cartographiques à grande échelle concernent exclusivement les ouvrages de réseaux souterrains réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité Concédante et remis au Concessionnaire pour leur exploitation.

2.1 SPECIFICATIONS DE LA CARTOGRAPHIE DES OUVRAGES

La gestion de la cartographie des réseaux publics de distribution étant de son ressort dans le cadre de la convention de concession mentionnée ci-dessus, le Concessionnaire spécifie les caractéristiques de la représentation des ouvrages de ces réseaux en concertation avec la FNCCR et France urbaine. Ces dernières constituent la référence pour l'Autorité Concédante et le Concessionnaire dans le cadre de l'exécution de la Convention.

Les spécifications relatives à la représentation cartographique à grande échelle des ouvrages du réseau et les spécifications des fonds de plan (établissement de fonds de plan cartographique) sont définies dans les cahiers des clauses techniques particulières du Concessionnaire listés en annexe 2 de la présente Convention.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Ces cahiers des clauses techniques particulières sont mis à la disposition de l'Autorité Concédante et de ses sous-traitants par le Concessionnaire. Le Concessionnaire informe dans les meilleurs délais l'Autorité Concédante des possibles évolutions de ces spécifications techniques ; ces évolutions s'appliquent aux travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage de l'Autorité Concédante après concertation avec la FNCCR et France urbaine.

Ces éléments doivent garantir une classe de précision en géo-référencement conforme à la circulaire du 16 septembre 2003 et telle que définie dans les spécifications annexées.

2.2 Echanges entre l'Autorite Concedante et le Concessionnaire des plans et fonds de plans existants sur l'emprise des travaux

Dans le cadre du projet de construction d'un ouvrage de réseau en souterrain sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité Concédante, le Concessionnaire fournit gracieusement à l'Autorité Concédante les plans à grande échelle disponibles sur l'emprise du chantier, existants en l'état[1] au format numérique, dans les conditions fixées à l'article 5 ci-dessous. Les fonds de plans peuvent être au format vectoriel ou image (photos aériennes Ortho HR de l'IGN ou plus précises).
Les données moyenne échelle et liste de branchements existants sont transmis à la même occasion. Lorsqu'elle existe, la localisation du branchement est mentionnée.

Les plans sont adressés par le Concessionnaire à l'Autorité Concédante de manière dématérialisée dans un délai maximum de quinze (15) jours à compter de la demande de l'Autorité Concédante, avec le numéro d'affaire du Concessionnaire.

S'il manque des fonds de plans pour couvrir les besoins du chantier de l'Autorité Concédante, le Concessionnaire précise à la transmission les emprises des fonds de plans à lever. Si les plans communiqués par le Concessionnaire à l'Autorité Concédante sont non géoréférencés ou insuffisamment géoréférencés[2], le Concessionnaire le précise à la transmission et indique l'opération nécessaire pour mettre à jour ces plans.
Si les fonds de plans image communiqués par le Concessionnaire à l'Autorité Concédante ne sont pas assez précis (ex : Ortho HR en zone urbanisée) ou inutilisables dans le contexte (ex : photo 5cm en centre-ville dense ou en zone d'ombre), le Concessionnaire le précise à la transmission et indique la surface sur laquelle la réalisation de fonds de plans vectoriels est nécessaire.

2.3 Confection des plans - Obligations de l'Autorite Concedante et du Concessionnaire

Le lever des fonds de plan

A l'occasion de la construction d'un ouvrage de réseau en souterrain, le Maître d'ouvrage (l'Autorité ou le Concessionnaire) réalise le lever de chaque fond de plan à grande échelle (si nécessaire en fonction de la présence d'une photo aérienne de qualité suffisante) sur la zone d'emprise du chantier projeté.
Ces levers sont effectués dans le respect des spécifications définies à l'article 2.1 et annexe 2 et selon les principes définis à l'article 2.2 de la Convention en vigueur au moment de la réalisation du lever.

[1] Plans grande échelle 1/200ème répondant aux spécifications V2+ (folios ou casés) ou V3 (casés) ou V4.
[2] Classe de précision du fonds de plan autre que D et E (§. Note PRDE B.9.2.1-04 Géoréférencement d'un plan existant citée en annexe 1 à la Convention)

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Etablissement d'un plan « projet »

Il est rappelé qu'à partir des fonds de plans et de la représentation des réseaux existants, le Maître d'ouvrage, ou le cas échéant, l'entreprise travaillant pour son compte, établit le plan « projet » géoréférencé des ouvrages dans le dossier de consultation des entreprises (DCE) conformément aux prescriptions en vigueur, et notamment du décret n°2011-1241 du 5 octobre 2011 et de l'arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du Code de l'environnement.

En sa qualité d'exploitant des ouvrages, le Concessionnaire est tenu de répondre aux déclarations de projets de travaux envisagés par des responsables de projet à proximité du réseau concédé, et d'indiquer, conformément à l'article R554-22.III du Code de l'environnement, si une modification ou une extension du réseau est envisagée dans un délai inférieur à trois mois. A cet effet, l'Autorité Concédante maître d'ouvrage fournit au Concessionnaire une emprise du projet des ouvrages à construire ou modifier, au format informatique, concomitamment à la transmission de la déclaration de projet de travaux qu'elle adresse au Guichet Unique.

Etablissement du PGOC et plan définitif après réalisation des travaux.

Après réalisation des travaux, l'Autorité Concédante fournit au Concessionnaire un plan géoréférencé des ouvrages construits ou modifiés (PGOC) conforme aux prescriptions mentionnées en annexe 1 de la Convention, huit (8) jours ouvrables par défaut (ajustable localement avec accord des Parties) avant la demande de PMEO (Possibilité de Mise en Exploitation de l'Ouvrage) adressée au Concessionnaire. Les prescriptions applicables au PGOC sont fixées en concertation avec la FNCCR et France urbaine.

Il est rappelé que le PGOC est nécessaire à la mise en exploitation de l'ouvrage par le Concessionnaire, conformément à l'article 5 de l'arrêté du 23 décembre 2010 *relatif aux obligations des exploitants d'ouvrages et des prestataires d'aide envers le télé-service « reseaux-et-canalisations.gouv.fr »*.

De plus, l'Autorité Concédante transmet au Concessionnaire le plan définitif sous format électronique et conforme aux cahiers des charges techniques particulières listés en annexe 2 de la Convention (format V2+ ou V3), intégrant le fond de plan (nouveau ou mis à niveau) et les ouvrages du réseau neufs ou modifiés, géoréférencés avec un niveau de précision conforme aux spécifications en annexe, telles que résultant des prescriptions de l'arrêté du 15 février 2012 susmentionné et de l'arrêté du 11 mars 2016

Ce dossier est intégré au dossier des ouvrages transmis (DOC) il est transmis par l'Autorité Concédante au Concessionnaire avec la PMEO

Format des plans

Le format électronique des plans, défini par le Concessionnaire, est le format DAO respectant les standards cartographiques GE 1/200ème définis en annexe 2. Toute modification de format est communiquée par le Concessionnaire à l'Autorité Concédante dès qu'il en a connaissance, afin que l'Autorité Concédante puisse intégrer ce nouveau format dans ses futurs marchés.

Le Concessionnaire assure le contrôle et l'intégration dans sa cartographie à grande échelle des plans définitifs mentionnés ci-dessus. En cas d'échec de l'intégration réalisée par le Concessionnaire qui ne

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

résulterait pas de son fait, l'Autorité Concédante s'engage à corriger les plans par ses propres moyens et à ses frais, afin de les rendre conformes.

Le Maître d'ouvrage supporte seul les coûts liés à la réalisation ou la mise à niveau des fonds de plan à grande échelle (au 1/200ème) et du dossier de récolement contenant le plan définitif.

ARTICLE 3 – PROCESSUS D'ETABLISSEMENT DU DOSSIER DES OUVRAGES CONSTRUITS PAR L'AUTORITE CONCEDANTE

La gestion de la cartographie des réseaux publics de distribution d'électricité étant du ressort du Concessionnaire, celui-ci spécifie les informations nécessaires à l'exploitation des ouvrages du réseau qui lui sont concédés conformément aux dispositions législatives et règlementaires applicables.

Ces informations constituent la référence pour l'Autorité Concédante et le Concessionnaire dans le cadre de l'exécution de la Convention.

Le Concessionnaire s'engage à informer préalablement l'Autorité Concédante des modifications qui seraient apportées à ces informations et affecteraient les conditions d'exécution de la Convention. Ces modifications prennent effet après concertation avec la FNCCR et France urbaine.

A l'issue des travaux, l'Autorité Concédante doit constituer le Dossier des Ouvrages Construits dont le contenu est détaillé en annexe 3. Ce dossier comprend, outre les éléments détaillés dans l'article 2 de la présente convention, un ensemble de documents caractérisant les matériels posés, associés à des plans de localisation (généralement désignés par le vocable « Plans Après Travaux »). Ce dossier doit être remis au Concessionnaire huit (8) jours ouvrables par défaut (ajustable localement avec accord des Parties) avant la demande de PMEO (Possibilité de Mise en Exploitation de l'Ouvrage) adressée au Concessionnaire.

Afin de garantir à l'AODE une bonne documentation du patrimoine dont elle est propriétaire, le Concessionnaire s'engage à mettre à jour la cartographie des réseaux publics de distribution dont il a la gestion sous un délai standard de 60 jours, sous réserve de la bonne transmission par l'Autorité Concédante de l'ensemble des documents nécessaires dans les délais précisés dans le précédent paragraphe.

ARTICLE 4 – DROITS DE PROPRIETE, D'USAGE ET DE DIFFUSION DES FONDS DE PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

4.1 RESPECT DES DROITS DE PROPRIETE INTELLECTUELLE

Pour l'exécution de la présente Convention, chaque Partie s'engage à transmettre à l'autre Partie des plans ou données cartographiques pour lesquels elle dispose des droits de propriété intellectuelle.

En conséquence, lorsqu'elle a recours à un prestataire pour créer des plans ou données cartographiques, chaque Partie s'engage à acquérir auprès de celui-ci les droits de propriété intellectuelle l'autorisant à transmettre ces plans et données cartographiques à des tiers. Chaque Partie s'engage à utiliser les informations qui lui sont communiquées dans le cadre de la Convention dans le respect des mêmes limites fixées par les droits de propriété intellectuelle qui y sont attachés.

Chaque partie conserve les droits de propriété intellectuelle dont elle dispose sur les plans et données cartographiques lui appartenant qu'elle communique à l'autre Partie ou à son prestataire dans le cadre de l'exécution de la Convention.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

4.2 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Chaque Partie autorise l'autre Partie à utiliser, reproduire et communiquer les plans et données cartographiques qu'elle lui transmet, dans le respect des modalités de la présente Convention, et sauf accord exprès et écrit de l'autre Partie, dans le strict cadre suivant :

- pour l'Autorité Concédante : au titre de sa mission de contrôle de la concession et de son activité de maîtrise d'ouvrage de travaux sur les ouvrages concédés ;
- pour le Concessionnaire : pour l'exercice exclusif de ses missions de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

4.3 PRESTATAIRES

Une Partie ne peut recourir à un prestataire auquel elle communique tout ou partie des plans et données cartographiques à grande échelle au format numérique qu'à partir du moment où celui-ci :

- respecte les mêmes engagements auxquels elle a souscrit au titre de la Convention, y compris l'engagement de confidentialité prévu à l'annexe 4 de la Convention ;
- intervient au titre des missions visées à l'article 4.2 de la Convention.

ARTICLE 5 – RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES ET DU RGPD

5.1 RESPECT DES OBLIGATIONS DE CONFIDENTIALITE DES INFORMATIONS COMMERCIALEMENT SENSIBLES

Les Parties affirment avoir connaissance des obligations applicables aux informations commercialement sensibles (ci-après « ICS »), ainsi que des sanctions encourues en cas de violation desdites obligations, conformément aux dispositions prévues par les articles L.111-73 et L. 111-81 et R 111-22 à R 111-30 du Code de l'énergie.

C'est pourquoi l'Autorité Concédante :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par le Concessionnaire qui aboutirait au non respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

De même, le concessionnaire :

- s'engage à ne pas effectuer de traitement des informations transmises par l'Autorité Concédante qui aboutirait au non-respect des obligations spécifiques relatives à la confidentialité des ICS ;
- s'engage à faire respecter les mêmes engagements à ses prestataires.

5.2 RESPECT DES OBLIGATIONS DE PROTECTION DES DONNEES A CARACTERE PERSONNEL

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le Concessionnaire est amené à fournir à l'Autorité Concédante des données à caractère personnel qui seront utilisées par les entreprises mandatées par cette dernière pour la constitution du DOC dans le cadre de marchés d'études ou de travaux. La collecte ou l'utilisation de ces données personnelles en vue d'améliorer la fiabilité de l'inventaire des branchements constitue un traitement de données au sens du Règlement général pour la protection des données (RGPD) et de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés. A ce titre, le Concessionnaire agit comme Responsable de traitement.

Dans ce cadre, l'Autorité Concédante est autorisée à traiter, en qualité de Sous-traitant, les données à caractère personnel transmises par le Concessionnaire, responsable de traitement, nécessaires à l'établissement et la mise à jour de la cartographie.

La nature des opérations réalisées sur les données est la mise à jour du DOC. La finalité du traitement est l'établissement et la mise à jour de la cartographie.

Les données à caractère personnel traitées sont le PRM, les nom, prénom et adresse de clients situés dans le périmètre approximatif du chantier.

Les personnes concernées sont des personnes physiques ou morales utilisatrices du réseau public de distribution d'électricité titulaires des PRM faisant l'objet du traitement.

Les obligations respectives du Sous-traitant et du Responsable de traitement sont précisées à l'annexe 5 de la Convention.

ARTICLE 6 – RESPONSABILITE

6.1 UTILISATION DES PLANS ET DONNEES CARTOGRAPHIQUES

Les Parties engagent leur responsabilité en cas d'utilisation, de reproduction ou de communication des plans et données cartographiques en dehors du cadre fixé par la Convention, par elles ou leurs prestataires.

6.2. RESPONSABILITE EN CAS DE PREJUDICE D'UNE PARTIE

Chacune des Parties s'engage à indemniser l'autre Partie de tout préjudice qui résulterait du non respect de l'une quelconque de ses obligations au titre de la Convention.

6.3 RENONCIATION A RECOURS

Les Parties prennent acte de ce que l'exactitude et l'exhaustivité des plans et données cartographiques ne peuvent être garanties, sauf en cas d'exigence réglementaire.

De ce fait, une Partie ne peut pas rechercher la responsabilité de l'autre Partie fondée notamment sur le degré de fiabilité des plans et données au format numérique fournis dans le cadre de la Convention, en cas d'erreur, omission ou inexactitude.

ARTICLE 7 – INTERLOCUTEURS

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Pour la mise en œuvre des dispositions de la Convention, les interlocuteurs de l'Autorité Concédante et du Concessionnaire sont :

- Pour l'Autorité Concédante :

- Pour le Concessionnaire :

ARTICLE 8 – DUREE ET SUIVI DE LA CONVENTION

La Convention prend effet à la date de sa signature par les Parties pour une durée de **4** années.

Les Parties conviennent de se rencontrer une fois par an afin de réaliser un retour d'expérience sur l'exécution de la Convention ainsi que toutes les fois où des modifications affectant les spécifications techniques susmentionnées sont susceptibles d'avoir un impact sur les conditions de la Convention. A la demande de l'une des Parties, un compte-rendu de réunion sera rédigé et approuvé conjointement à cette occasion.

La Convention pourra faire l'objet d'une révision pour prendre en compte toute obligation règlementaire ou tout accord national qui viendrait à la modifier notamment pour sa partie consacrée à la liste, la nature et les caractéristiques des données communiquées.

ARTICLE 9 – REGLEMENT DES LITIGES

En cas de litige relatif à l'exécution et/ou à l'interprétation de la Convention, avant l'engagement d'une procédure judiciaire, la Partie la plus diligente saisira la Commission permanente de conciliation visée à l'article 50 du cahier des charges de concession, qui disposera d'un délai de deux mois après saisine pour trouver un moyen d'accord.

En cas d'échec de la conciliation, l'une ou l'autre Partie pourra procéder à la résiliation de la Convention selon les modalités prévues à l'article 10, sans préjudice des stipulations prévues par l'article 5, et/ou ester en justice.

ARTICLE 10 – RESILIATION DE LA CONVENTION

10.1 MODALITES DE RESILIATION

Chaque Partie a la faculté de résilier à tout moment la Convention, sous réserve d'un préavis de deux mois.

La Partie qui entend résilier la Convention doit adresser à l'autre Partie une notification écrite par lettre recommandée avec avis de réception.

La résiliation de la Convention par une Partie, pour quel que motif que ce soit, n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages-intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

10.2 EFFETS DE LA RESILIATION

L'Autorité Concédante conserve pour son usage exclusif, pour la seule exécution de ses missions d'autorité organisatrice et de maîtrise d'ouvrage, les plans et données cartographiques communiqués par le Concessionnaire dans le cadre de la Convention.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ARTICLE 11 – DIVERS

La Convention est dispensée de droit de timbre et des formalités d'enregistrement.

Les notes de bas de page et l'annexe font partie intégrante de la Convention. Toutefois, celle-ci a valeur prédominante sur ses annexes en cas de contradiction.

Toute modification, tout changement ou amendement apporté à la Convention n'aura de force obligatoire que s'il est contractualisé par avenant écrit, formalisant l'accord des Parties.

En foi de quoi, les partenaires ont signé la Convention en deux exemplaires originaux.

Fait à Dardilly, le 21 DEC. 2023

L'Autorité Concédante	Le Concessionnaire
Le Président Territoire d'Energie Rhône-SYDER	Le Directeur Régional Enedis Sillon Rhodanien
Malik HECHAICHI	Patrick LYONNET

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 1 : DEFINITIONS

Pour une meilleure compréhension de la Convention, les termes suivants ont la signification qui leur est donnée dans le présent article.

« Géoréférencement »

désigne l'action qui consiste à relier un objet et les données qui y sont associées à sa position dans l'espace par rapport à un système de coordonnées géographiques.

« Cartographie grande échelle »

désigne la représentation précise et géoréférencée des ouvrages souterrains sur un fond de plan lui-même géoréférencé, levé spécifiquement à une échelle du 1/200ème.

Cartographie « moyenne échelle »

désigne la représentation des ouvrages hors branchements positionnés géographiquement sur le meilleur fond de plan numérisé disponible (cartothèque IGN, cadastre) à une échelle pouvant varier du 1/1000ème au 1/10000ème.

« Fond de plan »

désigne la représentation de l'ensemble des éléments invariables permettant de repérer et localiser un ouvrage.

« Plan projet »

désigne l'élément d'un dossier projet permettant d'illustrer précisément et à une échelle adaptée les travaux envisagés.

« Dossier de l'ouvrage construit »

désigne le dossier après travaux permettant l'intégration, dans le système d'information géographique du Concessionnaire, des éléments modifiés au cours des travaux. Ce dossier intègre un plan définitif et la description d'éléments contextuels dont : tableau de pose/dépose d'ouvrages, fiche descriptive des postes et transformateurs, fiche « terres ».

« Plan définitif »

désigne le plan après travaux :

- en grande échelle, un plan des ouvrages géoréférencés « classe A » (décret du 5/10/2011) sur un fond de plan lui-même géoréférencé, levé spécifiquement à une échelle du 1/200ème,
- en moyenne échelle, une représentation précise du tracé des ouvrages sur le fond de plan géoréférencé le plus précis disponible (cadastre, plan IGN....).

« PGOC » ou « Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits »

désigne un élément du dossier de l'ouvrage construit. Il remplace l'élément anciennement appelé « plan minute », et correspond au plan de récolement des ouvrages mentionné dans la norme NF S70-003-3 relative au géoréférencement des ouvrages. Il est partie intégrante du dossier précité. Le PGOC correspond au plan du relevé topographique des ouvrages concernés par les travaux pour une mise à jour cartographique. Il doit garantir un positionnement géoréférencé des ouvrages relevés en classe A (au sens de l'arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du Code de l'environnement).

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

« Lever topographique »

désigne, en topographie, un lever (ou levé) a pour objectif de récolter des données existantes sur le terrain en vue d'une transcription, à l'échelle, d'un plan ou d'une carte à partir des informations obtenues sur le terrain. L'ensemble des informations obtenues, un semis de points, peut aussi avoir cette dénomination de *lever*. Deux opérations conjointes sont nécessaires : le lever planimétrique et le lever altimétrique pour pouvoir situer chaque point suivant trois axes X, Y (plan) et Z (altitude).

« Ouvrage de réseau »

désigne tout ou partie d'une canalisation, ligne, installation ainsi que leurs branchements, du réseau public de distribution d'électricité.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 2 : SPECIFICATIONS DU CONCESSIONNAIRE RELATIVES A LA REPRESENTATION CARTOGRAPHIQUE

N° dans la documentation technique de référence d'Enedis	Titre
ENEDIS-NOI-PI-098	Charte de présentation (Plans d'études, Dossiers administratifs, Plans Travaux et PGOC d'ouvrages électriques) & échanges électroniques
PRDE B.9.2.1 - 01	Etablissement et mise à jour de fonds de plans GE
PRDE B.9.2.1 - 02	Report d'ouvrages électriques sur un plan GE
PRDE B.9.2.1 - 03	Lever topographique d'ouvrages électriques après travaux
PRDE B.9.2.1 - 04	Géoréférencement d'un plan GE existant
PRDE B.9.2.1 - 08	Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits (Spécifications applicables pour la constitution du PGOC)
PRDE B.9.2.2 - 01	Exigences en matière de levers topographiques
PRDE B.9.2.2 - 02	Règles d'assemblage des plans GE
PRDE B.9.2.3 - 01	Définition et dénomination des plans GE
PRDE B.9.2.3 - 07	Représentation cartographique des objets à la norme V2+
PRDE B.9.2.3 - 08	Confection des plans à la norme V2+ au format DGNV8
PRDE B.9.2.3 - 09	Représentation cartographique des objets à la norme V3
PRDE B.9.2.3 - 10	Confection des plans grande échelle (GE) à la norme V3 au format DGNV8

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 3 : DOSSIER DES OUVRAGES CONSTRUITS

LA DOCUMENTATION MENTIONNEE A L'ARTICLE 3 EST COMPOSEE DES PIECES CI-APRES. LE FORMALISME EST SPECIFIE DANS LA « CHARTE DE PRESENTATION PLANS D'ETUDES, DOSSIERS ADMINISTRATIFS, PLANS TRAVAUX ET PGOC D'OUVRAGES ELECTRIQUES & ECHANGES ELECTRONIQUES »

- page de garde
- document attestant du transfert des ouvrages en/hors service à l'exploitant
- plan(s) de situation
- schéma(s) électrique(s) et repérage des ouvrages
- plan de découpage des folios
- plans représentant les ouvrages construits ou modifiés après travaux
- mise à jour du tableau des terres avec les valeurs réelles mesurées après travaux
- mise à jour du tableau des conducteurs de réseaux et de branchements, quantités posées et déposées mises à jour en cas de modification du tracé pendant la phase de réalisation des travaux
- mise à jour du tableau de traçabilité des accessoires complété avec les références ; marques des accessoires ainsi que le nom de l'opérateur
- fiche poste avec le matériel constituant le poste construit (fabricant/modèle des cellules HTA/, fabricant/modèle du tableau BT, fabricant/modèle des ILD)
- dossiers de branchements collectifs ou individuels (localisation des branchements et carnets de branchements)
- dans le cas de travaux concernant un ouvrage aérien, le plan validé conforme ou avec mention des modifications suite aux travaux,
- Plan Géoréférencé des Ouvrages Construits.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 4 : ACTE D'ENGAGEMENT

CONDITIONS D'UTILISATION DES DONNEES NUMERIQUES GEOGRAPHIQUES ISSUES DE LA BASE DE DONNEES DU CONCESSIONNAIRE ENEDIS
PAR UN PRESTATAIRE DE SERVICE

Le fichier informatique de données géographiques numériques ci-après défini est issu de la Base de Données d'Enedis _____

Il est mis à la disposition par ... (Nom de l'autorité concédante ou de l'Unité territoriale d'Enedis) _____ (adresse)

Ci-après désigné : « l'Autorité Concédante » (ou « Enedis »)

à : ... (Nom du prestataire)
_____ (adresse)

Ci-après désigné : « le prestataire »

_____

Les spécifications techniques du fichier ont été communiquées par l'Autorité Concédante (ou Enedis) au prestataire avant la signature du présent acte d'engagement.

Ce fichier est communiqué au prestataire en son état de précision existant.

L'Autorité Concédante (ou Enedis) ne garantit en aucune façon la fiabilité et la précision dudit fichier, le prestataire renonce par conséquent à tout recours fondé sur ce degré de précision ou de fiabilité.

Le prestataire s'engage à ne conserver les données, sous toute forme et sous tout support, pour autant que l'utilisation de ces données soit strictement liée à l'objet du contrat de prestations.

Le prestataire s'interdit tout autre usage des données.

Le prestataire s'interdit également toute divulgation, communication, mise à disposition de ces données à des tiers, sous toute forme et pour quelque motif que ce soit, sans l'autorisation expresse de l'Autorité Concédante commanditaire (ou : Enedis).

Le prestataire s'engage à détruire les données qu'il n'aurait pas eu à restituer à l'Autorité Concédante (ou : Enedis) pour quelque motif que ce soit, dans le cadre de l'exécution du contrat de prestation.

Fait à _____, le _____

(Qualité du prestataire pour une personne morale)

L'Autorité Concédante tiendra à la disposition d'Enedis une copie de cet acte d'engagement signé avant toute mise à disposition des données numériques au prestataire.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

ANNEXE 5– OBLIGATIONS RESPECTIVES DU SOUS-TRAITANT ET DU RESPONSABLE DE TRAITEMENT

I/ Obligations du Sous-traitant vis-à-vis du Responsable de traitement

L'Autorité Concédante s'engage, en qualité de Sous-traitant, à :

1. traiter les données uniquement pour la finalité qui fait l'objet de la sous-traitance ;

2. traiter les données conformément aux instructions documentées du responsable de traitement figurant dans la présente annexe. Si le sous-traitant considère qu'une instruction constitue une violation du RGPD ou de toute autre disposition du droit de l'Union ou du droit des Etats membres relative à la protection des données, il en informe immédiatement le responsable de traitement. En outre, si le sous-traitant est tenu de procéder à un transfert de données vers un pays tiers ou à une organisation internationale, en vertu du droit de l'Union ou du droit de l'Etat membre auquel il est soumis, il doit informer le responsable du traitement de cette obligation juridique avant le traitement, sauf si le droit concerné interdit une telle information pour des motifs importants d'intérêt public ;

3. garantir la confidentialité des données à caractère personnel traitées dans le cadre de la présente Convention ;

4. veiller à ce que les personnes autorisées à traiter les données à caractère personnel en vertu du présent contrat :

- s'engagent à respecter la confidentialité ou soient soumises à une obligation légale appropriée de confidentialité ;

- reçoivent la formation nécessaire en matière de protection des données à caractère personnel ;

5. prendre en compte, s'agissant de ses outils, produits, applications ou services, les principes de protection des données dès la conception et de protection des données par défaut.

6. Sous-traitance
Le Sous-traitant peut faire appel à un autre sous-traitant (ci-après, « le sous-traitant ultérieur ») pour mener des activités de traitement spécifiques. Dans ce cas, il informe préalablement et par écrit le responsable de traitement de tout changement envisagé concernant l'ajout ou le remplacement d'autres sous-traitants. Cette information doit indiquer clairement les activités de traitement sous-traitées, l'identité et les coordonnées du sous-traitant et les dates du contrat de sous-traitance. Le responsable de traitement dispose d'un délai minimum de 1 mois à compter de la date de réception de cette information pour présenter ses objections. Cette sous-traitance ne peut être effectuée que si le responsable de traitement n'a pas émis d'objection pendant le délai convenu.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

7. Droit d'information des personnes concernées

Il appartient au Concessionnaire de fournir l'information aux personnes concernées par les opérations de traitement au moment de la collecte des données.

8. Exercice des droits des personnes

Dans la mesure du possible, le Sous-traitant doit aider le responsable de traitement à s'acquitter de son obligation de donner suite aux demandes d'exercice des droits des personnes concernées : droit d'accès, de rectification, d'effacement et d'opposition, droit à la limitation du traitement, droit à la portabilité des données, droit de ne pas faire l'objet d'une décision individuelle automatisée (y compris le profilage).
Lorsque les personnes concernées exercent auprès du Sous-traitant des demandes d'exercice de leurs droits, le Sous-traitant doit adresser ces demandes au Responsable de traitement dès réception par courrier électronique à l'adresse suivante : donnees-personnelles@enedis.fr.

9. Notification des violations de données à caractère personnel

Le Sous-traitant notifie au Responsable de traitement toute violation de données à caractère personnel dans un délai maximum de 72 (soixante-douze) heures après en avoir pris connaissance. Cette notification est accompagnée de toute documentation utile afin de permettre au Responsable de traitement, si nécessaire, de notifier cette violation à l'autorité de contrôle compétente.

10. Aide du Sous-traitant dans le cadre du respect par le Responsable de traitement de ses obligations

Le Sous-traitant aide le Responsable de traitement pour la réalisation d'analyses d'impact relative à la protection des données. Le Sous-traitant aide le Responsable de traitement pour la réalisation de la consultation préalable de l'autorité de contrôle.

11. Mesures de sécurité

1) Le Sous-traitant s'engage à mettre en œuvre les mesures de sécurité suivantes : Mettre en œuvre et maintenir, pendant toute la durée de la Convention, toutes les mesures techniques et organisationnelles, notamment les mesures physiques et logiques, adaptées à la nature des Données Personnelles traitées et aux risques présentés par le traitement afin de :
    i. Assurer la mise en œuvre des mesures de confidentialité et de sécurité des Données Personnelles ;
    ii. Assurer la confidentialité, la disponibilité, la résilience et l'intégrité constantes des systèmes et des services de Traitement des Données Personnelles ;

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

iii. Rétablir la disponibilité des Données Personnelles et l'accès à celles-ci dans des délais appropriés et au maximum dans les 72 h en cas d'incident technique ou d'indisponibilité ;
iv. Tester, analyser et évaluer régulièrement l'efficacité des mesures techniques et organisationnelles pour assurer la sécurité du Traitement ; et
v. Protéger les Données Personnelles contre toute destruction, perte, altération, divulgation ou accès non autorisés, notamment lorsque le Traitement des Données Personnelles comporte des transmissions de données dans un réseau, ainsi que contre toute forme de traitement illicite ou communication à des personnes non autorisées ;

2) Assurer la gestion appropriée des réseaux et des autorisations d'accès logique et physique et ce, en conformité avec les instructions du Responsable de traitement ;

3) Assurer la mise en œuvre et le maintien des éléments de traçabilité nécessaires afin notamment de contrôler et vérifier l'identité de toute personne qui a accédé et traité les Données Personnelles et effectuer les contrôles d'accès de sécurité nécessaires.

12. Sort des données

Au terme de la prestation de services relatifs au traitement de ces données, l'Autorité Concédante s'engage à renvoyer toutes les données à caractère personnel au Concessionnaire.

13. Délégué à la protection des données

DPO d'Enedis : DPO@enedis.fr

Celui du Sous-traitant :

14. Registre des catégories d'activités de traitement

Le Sous-traitant déclare tenir par écrit un registre de toutes les catégories d'activités de traitement effectuées pour le compte du Responsable de traitement comprenant :

• le nom et les coordonnées du Responsable de traitement pour le compte duquel il agit, des éventuels sous-traitants et, le cas échéant, du délégué à la protection des données ;

• les catégories de traitements effectués pour le compte du responsable du traitement ;

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

• le cas échéant, les transferts de données à caractère personnel vers un pays tiers ou à une organisation internationale, y compris l'identification de ce pays tiers ou de cette organisation internationale et, dans le cas des transferts visés à l'article 49, paragraphe 1, deuxième alinéa du RGPD, les documents attestant de l'existence de garanties appropriées ;

• dans la mesure du possible, une description générale des mesures de sécurité techniques et organisationnelles, y compris entre autres, selon les besoins :

- ✓ la pseudonymisation et le chiffrement des données à caractère personnel;
- ✓ des moyens permettant de garantir la confidentialité, l'intégrité, la disponibilité et la résilience constantes des systèmes et des services de traitement;
- ✓ des moyens permettant de rétablir la disponibilité des données à caractère personnel et l'accès à celles-ci dans des délais appropriés en cas d'incident physique ou technique;
- ✓ une procédure visant à tester, à analyser et à évaluer régulièrement l'efficacité des mesures techniques et organisationnelles pour assurer la sécurité du traitement.

15. Documentation

Le Sous-traitant met à la disposition du responsable de traitement la documentation nécessaire pour démontrer le respect de toutes ses obligations et pour permettre la réalisation d'audits, y compris des inspections, par le responsable du traitement ou un autre auditeur qu'il a mandaté, et contribuer à ces audits.

II/ Obligations du Responsable de traitement vis-à-vis du Sous-traitant

Le Concessionnaire, en sa qualité de Responsable de traitement, s'engage à :

1.fournir au Sous-traitant les données visées au I de la présente annexe ;

2. documenter par écrit toute instruction concernant le traitement des données par le Sous-traitant, objet de la présente annexe ;

3. veiller, au préalable et pendant toute la durée du traitement, au respect des obligations prévues par le RGPD de la part du Sous-traitant ;

4. superviser le traitement, y compris réaliser les audits et les inspections auprès du Sous-traitant.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

L'ELECTRICITE EN RESEAU

Convention entre le SYDER et Enedis relative à la gestion des transformateurs

Entre

• **Le Syndicat Départemental d'Energies du Rhône** – Territoire d'énergie Rhône-SYDER, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par Monsieur Malik HECHAÏCHI le Président, dûment habilité(e) à cet effet par délibération du comité syndical CS_2023_080 du 28 novembre 2023, domicilié 61 Chemin du Moulin Carron, à Dardilly (69570),

Désigné ci-après « l'autorité concédante »,

D'une part,

Et

• **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par M. Patrick LYONNET, Directeur Régional Enedis Sillon Rhodanien, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties par les membres du Directoire le 1er décembre 2019 , faisant élection de domicile à Lyon, 288 Rue Duguesclin,

Désignée ci-après « le concessionnaire », pour la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité

D'autre part,

Désignés ci-après, individuellement par « la Partie », et ensemble par « les Parties ».

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

L'ELECTRICITE EN RESEAU

PRÉAMBULE

Dans le cadre de ses prérogatives de maîtrise d'ouvrage sur les réseaux de distribution publique d'électricité telle que prévue à l'article 5 de l'annexe 1 du contrat de concession en vigueur, l'autorité concédante est amenée à réaliser des travaux de renforcement ou d'extension du réseau BT de distribution publique.

La création de postes de distribution publique HTA/BT, et/ou le changement de technologie du poste HTA/BT est alors nécessaire dans de nombreux cas. Ces postes sont à équiper de transformateurs HTA/BT.

Pour mener à bien ces travaux, l'autorité concédante fournit des transformateurs neufs, quand il s'agit de création d'un nouveau poste de distribution publique ou lorsqu'un changement de technologie de postes HTA/BT est nécessaire. C'est notamment le cas lorsque le transformateur ne peut pas être installé sur chantier (cas d'un Poste Rural Compact Simplifié - PRCS, Poste Urbain Intégré à son Environnement - PUIE, ...).

De son côté, le concessionnaire est amené à réaliser le même type de travaux dans le cadre d'opérations d'investissement pour lesquelles il est désigné comme maître d'ouvrage dans le cahier des charges de concession ou en maîtrise d'œuvre à la demande de l'autorité concédante.

S'agissant des travaux d'adaptation aux charges électriques, le concessionnaire, dans un souci d'optimum économique, utilise le parc de transformateurs en exploitation et les déplace en fonction de la puissance unitaire du transformateur et de la charge appelée par le réseau (taux d'utilisation du transformateur).

De plus, le concessionnaire, en sa qualité d'exploitant des ouvrages de distribution publique comprenant les transformateurs, en assure la maintenance, le dépannage et le remplacement en cas de nécessité. Pour mener à bien cette mission, le concessionnaire gère un stock de transformateurs (neufs ou déjà utilisés mais en bon état) dans ses magasins afin de parer à toute situation.

Les Parties se sont rapprochées afin de limiter l'achat de transformateurs neufs pour les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux seuls cas de création de postes ou de changement de technologie de poste.

Par ailleurs les transformateurs qui pourraient être déposés à la suite de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante et qui font partie des biens concédés sont réintégrés dans les parcs gérés par le concessionnaire. L'objectif est de limiter les coûts de stockage des transformateurs et d'en améliorer la gestion au bénéfice de l'autorité concédante et du concessionnaire.

Cette gestion permet une optimisation des achats de transformateurs par l'autorité concédante, une rationalisation du stockage des transformateurs déposés et une gestion optimisée des stocks.

Vu l'article R2122-3 du code de la commande publique qui dispose : « Peuvent être négociés sans publicité préalable et sans mise en concurrence (..) les marchés et les accords-cadres qui ne peuvent être confiés qu'à un opérateur économique déterminé pour des raisons techniques, artistiques ou tenant à la protection de droits d'exclusivité », , la gestion du parc des transformateurs affectés à la mission de service public de distribution d'électricité, ne peut être confiée qu'au concessionnaire en

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

sa qualité d'exploitant unique du réseau de distribution publique d'électricité dans sa zone de desserte exclusive définie par la loi.

Ceci exposé, il a été convenu ce qui suit :

ARTICLE 1 : Objet de la Convention

La convention a pour objet de définir les conditions de coopération entre l'autorité concédante et le concessionnaire pour l'acquisition et la gestion des transformateurs HTA/BT pour la réalisation de travaux sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Trois types de prestations sont visés :

- la fourniture de transformateurs par le concessionnaire dans certains cas ;
- la gestion par le concessionnaire des transformateurs déposés par l'autorité concédante ;
- la gestion par le concessionnaire des transformateurs fournis par l'autorité concédante.

Ces prestations seront réalisées par le concessionnaire, à la demande de l'autorité concédante, en application de l'article 5 du cahier des charges de concession et de l'article R2122-3 du code de la commande publique

La convention prévoit également la possibilité pour l'autorité concédante de faire appel au concessionnaire pour les prestations de main d'œuvre associées.

ARTICLE 2 : Modalités de mise en œuvre

Le concessionnaire gère le parc de transformateurs via « e-transfo », outil interne de gestion informatique.

- **2.1. Les travaux de l'autorité concédante nécessitent l'adaptation aux charges électriques en remplaçant le transformateur en service par un transformateur plus puissant**

Le concessionnaire fournit le transformateur[1] en le prélevant sur le stock des transformateurs des magasins.

Le délai de mise à disposition du transformateur est de 10 semaines à compter de la demande faite par écrit par l'autorité concédante.

Pour le retrait du transformateur, l'entreprise mandatée par l'autorité concédante se présente dans les magasins gérés par le concessionnaire avec le bon d'enlèvement transformateur préalablement transmis par le concessionnaire.

[1] Seuls les transformateurs qui sont dissociables du génie civil sont concernés

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Le SYDER est responsable du transport du transformateur notamment de son état et également de son bon fonctionnement à l'arrivée sur le chantier et une fois positionné sur le poteau ou à l'intérieur du poste.

- **2.2. Les travaux de l'autorité concédante conduisent à la dépose du transformateur**

L'entreprise mandatée par l'autorité concédante prend l'engagement de ramener le transformateur dans les magasins gérés par le concessionnaire dans un délai de 7 jours à compter de leur dépose. Le transformateur sera systématiquement accompagné du bon de retour préalablement transmis par le concessionnaire.

Si le transformateur est en état correct de fonctionnement, le concessionnaire pourra le réutiliser. Si le transformateur n'est plus en état de marche, le concessionnaire fera son affaire de sa dépollution et de son élimination.

- **2.3 Les travaux de l'autorité concédante conduisent à la création d'un nouveau poste de distribution publique ou à un changement de technologie de postes HTA/BT.**

L'autorité concédante fournit le transformateur neuf. Le procès-verbal d'essais du transformateur est remis au concessionnaire dès l'installation du transformateur sur site. La possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage (PMEO) sera refusée en cas d'absence de remise de ce document.

Afin de pouvoir décrire au mieux les bases de données techniques et patrimoniales gérées par le concessionnaire, toute intervention sous maitrise d'ouvrage de l'autorité concédante dans les postes de distribution publique, devra donner lieu à la remise au concessionnaire de la fiche poste décrivant l'ensemble des matériels installés.

Cette fiche est fournie avec le dossier PMEO et son absence constituera un motif de refus de PMEO.

ARTICLE 3 : Prévention Sécurité

Le concessionnaire délivrera une information à l'autorité concédante et à ses entreprises mandatées sur les conditions d'accès aux magasins et sur les conditions générales de sécurité sur les sites.

L'autorité concédante et ses entreprises mandatées prennent l'engagement de respecter le règlement de sécurité applicable aux magasins et d'appliquer les consignes qui leur sont délivrées.

ARTICLE 4 : Modalités Financières

- **4.1. Mise à disposition des transformateurs.**

La mise à disposition des transformateurs par le concessionnaire est réalisée à titre gracieux.

Cette mise à disposition permet de réduire les coûts d'exploitation tant pour l'autorité concédante (limitation des coûts d'acquisition du matériel aux stricts besoins, baisse du coût du stockage des transformateurs pour les entreprises mandatées par l'autorité concédante) que pour le concessionnaire (baisse des coûts de stockage).

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

De même, la mise à disposition des transformateurs déposés par l'autorité concédante au concessionnaire n'est pas facturée.

Cette mise à disposition permet d'avoir un unique point de collecte et de stockage et une meilleure traçabilité des transformateurs en état de marche et ceux devant être éliminés (gestion des déchets).

Ces mises à disposition respectives constituent l'optimum économique recherché dans la gestion du parc de transformateurs.

Les transformateurs mis à disposition par le concessionnaire sont comptablement immobilisés en financement du concessionnaire.

- **4.2. Prestations proposées par le concessionnaire**

  - **4.2.1 Adaptation aux charges d'un transformateur sans modification d'équipement électrique**

L'autorité concédante, maitre d'ouvrage des renforcements en zone rurale pourra confier au concessionnaire, en prestation forfaitaire, l'adaptation de puissance d'un transformateur.
Dès lors que des modifications d'équipement électrique sont nécessaires, la prestation ne pourra être confiée au concessionnaire.

  - **4.2.2 Facturation des Prestations**

Pour chaque prestation demandée, le concessionnaire présentera à l'autorité concédante un devis du coût des travaux.

L'autorité concédante retournera un exemplaire du devis accepté et signé, pour accord.

A l'achèvement de la prestation, un décompte détaillé des travaux réalisés sera remis à l'autorité concédante. Ce décompte reflètera les circonstances du déroulement du chantier et pourra ainsi faire apparaître un réajustement par rapport au devis initial dans la limite de 10%.

Le décompte devra avoir recueilli l'accord de l'autorité concédante avant toute facturation par le concessionnaire.

La facturation des prestations sera individualisée par dossier travaux.

L'autorité concédante s'engage à régler le coût desdits travaux dans les délais prévus par les règles de la comptabilité publique.

Les règlements devront être effectués par mandat.

ARTICLE 5 : Responsabilité

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Les Parties assument leur responsabilité respective dans l'exécution des mises à disposition et prestations faisant l'objet de la convention sauf cas de force majeure ou faute d'un tiers ou de leurs entreprises mandatées.

ARTICLE 6 : Suivi de la Convention

Une réunion de suivi de la convention est organisée par les Parties à l'issue de chaque année échue.

Lors de cette rencontre, les points suivants sont abordés :

- liste des transformateurs fournis par le concessionnaire ;
- liste des transformateurs déposés par l'autorité concédante ou ses entreprises mandatées dans les magasins du concessionnaire;
- bilan de la convention.

ARTICLE 7 : Dénonciation de la Convention

La convention pourra être dénoncée par chacune des Parties à tout moment, en cas de manquement de l'une des Parties à ses obligations dûment constaté par lettre recommandée avec réception et faute pour la partie mise en cause d'avoir remédié à ses manquements dans le délai de 2 mois à compter de la réception du courrier.

En cas de résiliation de la convention, les Parties s'engagent à assurer la réalisation de leurs engagements jusqu'au dernier jour d'effet de la présente convention.

La résiliation de la convention par une Partie n'ouvrira droit au versement d'aucune indemnité ou dommages et intérêts au bénéfice de l'autre Partie.

ARTICLE 8 : REGLEMENT DES DIFFERENDS

Les contestations relatives à l'exécution ou à l'interprétation de la convention sont, avant toute demande en justice, soumises à une tentative de règlement amiable entre les Parties.

A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie une notification précisant :

- la référence de la convention (titre et date de signature) ;
- l'objet de la contestation ;
- la proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de 30 jours à compter de la notification susvisée, les Parties pourront porter le différend devant la juridiction compétente.

ARTICLE 9 : EFFET, DUREE ET MODIFICATION DE LA CONVENTION

La convention prend effet à compter de sa date de signature par les Parties. Elle est conclue pour une durée de **4 ans** non renouvelable tacitement.

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

territoire d'énergie
RHÔNE - SYDER

L'ELECTRICITE EN RESEAU

Deux mois avant la date d'échéance, les Parties se réuniront pour étudier l'opportunité d'une reconduction de la présente convention par voie d'avenant.

Toute modification apportée à la présente convention est soumise à la conclusion d'un avenant.

ARTICLE 10 : FORMALITES

La convention est dispensée de droits de timbre et des formalités d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des Parties qui en aurait provoqué la perception.

En foi de quoi, les partenaires ont signé la convention en trois exemplaires originaux, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention

Fait à Dardilly, le 21 DEC. 2023

Pour l'autorité concédante,

Le Président,

Malik HECHAICHI

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Régional,

Patrick LYONNET

Envoyé en préfecture le 22/12/2023
Reçu en préfecture le 22/12/2023
Publié le
ID : 069-256900721-20231222-CS_2023_080C-CC

Direction Commerce Régionale Auvergne Rhône-Alpes
196 avenue Thiers
69461 LYON CEDEX 06

LETTRE D'ENGAGEMENT D'EDF POUR LA SIGNATURE DU CONTRAT DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE

Lyon, le 21 DEC. 2023

Comme mentionné dans le protocole transactionnel entre Enedis et le SYDER, EDF, non partie au protocole, représentée par M. Frédéric SARRAZIN, Directeur EDF Commerce Région Auvergne-Rhône-Alpes, s'engage à signer, avant le 31 décembre 2023, un nouveau contrat de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente, conforme au modèle défini par l'accord-cadre signé le 21 décembre 2017 par la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies, France urbaine, Enedis et EDF.

Pour EDF,

Le Directeur EDF Commerce
Région Auvergne-Rhône-Alpes

Frédéric SARRAZIN