

RCS : NANTERRE

Code greffe : 9201

Documents comptables

REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

**Le greffier du tribunal de commerce de NANTERRE atteste l'exactitude des informations
transmises ci-après**

Nature du document : Documents comptables (B-S)

Numéro de gestion : 2007 B 05373

Numéro SIREN : 444 608 442

Nom ou dénomination : ENEDIS

Ce dépôt a été enregistré le 15/07/2019 sous le numéro de dépôt 25556



ÉTATS FINANCIERS AU 31 DÉCEMBRE 2018

SOMMAIRE

COMPTE DE RESULTAT	5
BILAN ACTIF.....	6
BILAN PASSIF.....	7
TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE.....	8
ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS.....	9
NOTE 1 - PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES.....	10
1.1 REFERENTIEL COMPTABLE	10
1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION	10
1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES	10
1.4 ACHATS D'ENERGIE.....	11
1.5 RECONCILIATION TEMPORELLE	11
1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	12
1.7 CONCESSIONS.....	13
1.8 IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE.....	15
1.9 MODES ET DUREES D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET DU DOMAINE CONCEDE.....	15
1.10 IMMOBILISATIONS FINANCIERES.....	15
1.11 STOCKS.....	16
1.12 CREANCES D'EXPLOITATION	16
1.13 PROVISIONS REGLEMENTEES.....	16
1.14 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES.....	16
1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL	17
1.15.1 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI	17
1.15.2 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES A LONG TERME	18
1.15.3 MODES DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIES AU PERSONNEL	18
NOTE 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE	20
2.1 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY	20
2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES	20
2.3 CONTRATS DE CONCESSION	21
2.4 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE.....	21
2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES.....	22
2.6 COLONNES MONTANTES ELECTRIQUES DANS LE CADRE DE LA LOI PORTANT EVOLUTION DU LOGEMENT, DE L'AMENAGEMENT ET DU NUMERIQUE	22
2.7 INVENTAIRE DETAILLE ET LOCALISE DES COMPTEURS ET DES OUVRAGES COLLECTIFS DE BRANCHEMENT	22
NOTE 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET.....	24
NOTE 4 - PRODUCTION IMMOBILISEE	24
NOTE 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS.....	24
NOTE 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	25
NOTE 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES.....	25
NOTE 8 - CHARGES DE PERSONNEL.....	25
NOTE 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	26
NOTE 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS.....	26
NOTE 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	27
NOTE 12 - RESULTAT FINANCIER	27
NOTE 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL	28
NOTE 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES	28
14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE.....	28
14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE.....	29
NOTE 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	30
NOTE 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS	32
NOTE 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES.....	33
NOTE 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	34
NOTE 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	34
NOTE 20 - COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS	35
NOTE 21 - PROVISIONS POUR RISQUES	35
NOTE 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION	36
NOTE 23 - PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	36
23.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI.....	37
23.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES A LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITE.....	38
23.3 HYPOTHESES ACTUARIELLES	38
23.4 ACTIFS DE COUVERTURE.....	38

NOTE 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES.....	38
NOTE 25 - DETTES.....	40
NOTE 26 - INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES	40
NOTE 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN.....	40
27.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES.....	41
27.1.1ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION	41
27.1.2ENGAGEMENTS SUR COMMANDES D'EXPLOITATION ET D'IMMOBILISATIONS	41
27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS.....	42
27.2.1ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION	42
27.2.2ENGAGEMENTS LIES AU FINANCEMENT.....	42
NOTE 28 - REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX.....	42

ÉTATS FINANCIERS

NB : Par convention, les charges sont présentées entre parenthèses.

Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart au niveau des totaux ou des variations.

COMPTE DE RESULTAT

En millions d'euros	Note	2018	2017
Production de biens		17	16
Productions de services		14 396	14 067
CHIFFRE D'AFFAIRES NET	3	14 413	14 083
Production stockée		3	(1)
Production immobilisée	4	1 670	1 579
Subventions d'exploitation		2	4
Reprises sur amortissements et provisions	5	751	637
Transfert de charges		29	31
Autres produits d'exploitation		82	70
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		16 950	16 402
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	6	(8 137)	(7 824)
Achats d'énergie		(1 009)	(999)
Autres achats consommés de biens		(1 218)	(1 167)
Achats de services		(5 911)	(5 658)
Impôts, taxes et versements assimilés	7	(765)	(752)
Charges de personnel	8	(2 750)	(2 719)
Salaires et traitements		(1 760)	(1 748)
Charges sociales		(990)	(970)
Dotation d'exploitation		(3 508)	(3 297)
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	9	(2 623)	(2 480)
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	10	(21)	(19)
Pour risques et charges : dotations aux provisions	10	(864)	(798)
Autres charges d'exploitation	11	(586)	(522)
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		(15 746)	(15 114)
RESULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 204	1 288
OPERATIONS EN COMMUN			
III Bénéfice attribué ou perte transférée		-	0
IV Perte supportée ou bénéfice transféré		-	-
PRODUITS FINANCIERS			
Produits financiers de participations		3	3
Reprises sur provisions et transferts de charges		5	5
V TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		9	8
Dotations financières aux amortissements et provisions		(119)	(115)
Interêts et charges assimilées		(4)	(0)
VI TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		(123)	(115)
RESULTAT FINANCIER (V - VI)	12	(115)	(108)
RESULTAT COURANT AVANT IMPOTS (I - II + III - IV + V - VI)		1 089	1 180
Produits exceptionnels sur opérations en capital		21	18
Reprises sur provisions et transferts de charges		212	177
VII TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		234	195
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :		(4)	(2)
Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		(4)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :		(327)	(221)
Dotations aux provisions réglementées		(327)	(221)
VIII TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		(331)	(223)
RESULTAT EXCEPTIONNEL (VII-VIII)	13	(97)	(28)
IX IMPOTS SUR LES BENEFICES	14	(396)	(544)
TOTAL DES PRODUITS (I + III +V +VII)		17 192	16 604
TOTAL DES CHARGES (II + IV+VI+VIII+ IX)		(16 596)	(15 995)
BENEFICE OU PERTE		596	609

BILAN ACTIF

En millions d'euros	Note	31/12/2018			31/12/2017
		Valeurs brutes	Amortissements et dépréciations	Valeurs nettes	Valeurs nettes
ACTIF IMMOBILISE					
Immobilisations incorporelles	15	2 018	(888)	1 131	983
Terrains		119	(4)	115	106
Constructions		1 827	(775)	1 052	970
Installations techniques,matériels et outillages industriels		7 613	(4 588)	3 025	2 979
Autres immobilisations corporelles		1 117	(767)	349	343
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	10 676	(6 134)	4 542	4 398
Terrains		7	-	7	7
Constructions		677	(550)	127	134
Installations techniques,matériels et outillages industriels		83 411	(36 527)	46 884	45 443
Autres immobilisations corporelles		26	(20)	5	6
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	84 121	(37 098)	47 023	45 590
Travaux en cours		1 546	-	1 546	1 448
Avances et acomptes versés		0	-	0	0
Immobilisations corporelles en cours	15	1 546	-	1 546	1 448
Travaux informatiques	15	123	-	123	200
Immobilisations incorporelles en cours		123	-	123	200
Participations et créances rattachées		31	(4)	27	27
Prêts et autres immobilisations financières		5	-	4	5
Immobilisations financières	16,17	35	(4)	32	32
I. TOTAL ACTIF IMMOBILISE		98 519	(44 123)	54 396	52 651
ACTIF CIRCULANT					
Autres approvisionnements		218	-	218	164
En cours de production et autres stocks		17	-	17	14
Stocks et encours		235	-	235	178
Avances et acomptes versés sur commandes	17	45	(0)	45	37
Créances clients et comptes rattachés		2 517	(14)	2 503	2 679
Autres créances d'exploitation		2 219	(15)	2 204	2 397
Créances d'exploitation	17	4 737	(29)	4 708	5 075
Disponibilités	18	5	-	5	5
Charges constatées d'avance	17	21	-	21	23
II. TOTAL ACTIF CIRCULANT		5 042	(29)	5 013	5 317
IV. FRAIS D'EMISSION D'EMPRUNT A ETALER		1	-	1	-
V. ECARTS DE CONVERSION - ACTIF		0	-	0	-
TOTAL GENERAL (I + II + III)		103 562	(44 152)	59 410	57 969

BILAN PASSIF

En millions d'euros	Note	31/12/2018	31/12/2017
FONDS PROPRES			
Capital		270	270
Primes d'apport		1 695	1 695
Réserve spéciale (Loi du 28.12.59)		10	9
Réserve réglementée (Loi du 29.12.76)		8	8
Ecart de réévaluation		18	18
Réserve légale		27	27
Réserves spéciales		-	-
Réserves réglementées		27	27
Report à nouveau		1 212	1 116
Résultat de l'exercice		596	609
Subventions d'investissement reçues		76	87
Amortissements dérogatoires		1 370	1 255
Provisions réglementées		1 370	1 255
CAPITAUX PROPRES	19	5 265	5 077
Comptes spécifiques des concessions	20	36 026	35 385
I. TOTAL FONDS PROPRES		41 291	40 463
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES			
Provisions pour risques	21	387	273
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	22	8 867	8 929
Avantages du personnel	23	3 403	3 232
Autres charges	24	364	431
Provisions pour charges		12 634	12 593
II. TOTAL PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		13 021	12 866
DETTES			
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		-	-
Autres emprunts		500	-
Autres dettes		25	23
Emprunts et Dettes financières	25	525	23
Avances et acomptes reçus	25	252	230
Fournisseurs et comptes rattachés		1 779	1 873
Dettes fiscales et sociales		1 330	1 305
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		934	916
Autres dettes		85	72
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	25	4 127	4 166
Produits constatés d'avance	25	193	220
III. TOTAL DETTES		5 097	4 640
IV. ECARTS DE CONVERSION - PASSIF		-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III + IV)		59 410	57 969

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

En millions d'euros

	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt	992	1 153
Amortissements, provisions	2 971	2 803
(Plus) ou moins values de cessions	44	26
Elimination des (produits) et charges financières	1	(3)
Variation du besoin en fonds de roulement .	8	(25)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	11	13
<i>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</i>	4 026	3 967
Frais financiers nets dont dividendes reçus	1	3
Impôts sur le résultat payés	(365)	(604)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (A)	3 661	3 365
Opérations d'investissements :		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(3 980)	(3 678)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	10	10
Variation d'actifs financiers	1	400
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (B)	(3 969)	(3 268)
Opérations de financement :		
Emissions d'emprunts et convention de placements	500	-
Remboursements d'emprunts	-	-
Dividendes versés	(513)	(659)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	117	128
Subventions d'investissement reçues et divers	2	2
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (C)	106	(529)
Variation nette de la trésorerie (A)+(B)+(C)	(202)	(432)
		-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	1 948	2 380
Produits financiers sur disponibilités et équivalents	(0)	(0)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture *	1 746	1 948

* cf. note 18

ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS

Note 1 - PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

Enedis, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance, a pour principal objet d'assurer en France Continentale les missions de développement, d'exploitation, de maintenance et d'entretien des réseaux publics de distribution d'électricité.

Enedis est consolidée selon la méthode de l'intégration globale par la société EDF SA qui détient la totalité de son capital.

1.1 REFERENTIEL COMPTABLE

Enedis présente ses comptes selon les principes et méthodes comptables applicables en France.

Le règlement n° 2018-01 du 20 avril 2018 concernant les changements de méthodes, changements d'estimation et corrections d'erreurs est applicable aux exercices ouverts à la date de publication du règlement, soit à la clôture du 31/12/2018. Il est sans incidence sur les comptes publiés à cette date.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2017.

1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

La préparation des états financiers conduit l'entreprise à faire des estimations et à retenir des hypothèses, susceptibles d'avoir un impact sur la valeur des éléments d'actif et de passif ainsi que des produits et charges enregistrés durant la période. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou des conditions économiques, les montants qui figureront dans les futurs états financiers pourraient être différents des estimations actuelles. Il en est notamment ainsi pour :

- la réconciliation temporelle ;
- la provision pour renouvellement et les provisions pour risques ;
- les avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

Les états financiers ont été arrêtés par le Directoire en date du 29 janvier 2019 et présentés au Conseil de Surveillance du 13 février 2019.

1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'acheminement et des prestations de services associées, ainsi que par les prestations de raccordement au réseau facturées aux clients selon un barème établi par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) correspondant aux contributions définies par l'article L. 342-6 du Code de l'énergie.

La reconnaissance du revenu a lieu lors de la livraison de la prestation c'est-à-dire lorsque l'électricité a été acheminée jusqu'au point de livraison et à l'avis de mise en exploitation de l'ouvrage pour les raccordements.

Les quantités d'acheminement livrées non relevées non facturées (acheminement en compteur) sont estimées à partir :

- des quantités consommées par les sites desservis par Enedis ;
- des quantités facturées ;
- et d'une évaluation statistique des pertes (cf. Note 1.5).

L'évaluation de l'acheminement en compteur est faite sur la base d'un prix moyen ou du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) selon le segment de clients concerné.

L'acheminement est valorisé conformément aux modalités d'application du TURPE. Ce tarif est indépendant

de la distance parcourue. Il varie en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie acheminée. Le TURPE a vocation à refléter les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux, y compris une rémunération spécifique des investissements.

Conformément à la décision de la CRE du 17 novembre 2016, le tarif d'acheminement TURPE 5 HTA/BT est en vigueur depuis le 1^{er} août 2017. Ce tarif a été modifié par la CRE dans sa délibération du 28 juin 2018 et le nouveau tarif TURPE 5 bis HTA/BT s'applique à compter du 1^{er} août 2018. (cf note 2)

Ce tarif est ajusté automatiquement le 1^{er} août de chaque année, à la hausse ou à la baisse, en fonction de l'évolution de l'inflation, de l'apurement d'un Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP), dans une limite de plus ou moins 2% et depuis le TURPE 5 bis HTA/BT, de la prise en compte de l'impact de la modification du périmètre des capitaux propres régulés et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés, sur la période 2018-2020.

Le CRCP est un mécanisme mis en place dans le cadre de TURPE 2, ayant vocation à mesurer et compenser, pour des postes préalablement identifiés de catégories de coûts et de recettes difficilement prévisibles ou maîtrisables, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondées les tarifs, pour autant que ces réalisations correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ce compte, suivi de façon extra-comptable, s'apure par ajustement de la grille tarifaire lors des évolutions annuelles ultérieures.

Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières (bonus ou malus) résultant du mécanisme de régulation incitative.

1.4 ACHATS D'ENERGIE

Les achats d'énergie servent à compenser les pertes constatées sur le réseau de distribution. Conformément à l'article 14 de la deuxième directive européenne sur l'électricité du 26 juin 2003, les achats sont effectués essentiellement par appels d'offres auprès de fournisseurs qualifiés et par des souscriptions à l'ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique). Les contrats portant sur des produits de marché sont réalisés au travers d'enchères. Les contrats non encore dénoués sont comptabilisés en engagements hors bilan.

Afin d'équilibrer les besoins en matière de compensation des pertes à court terme et de limiter ainsi le coût des frais liés aux écarts facturés par RTE, des achats et des ventes sont réalisés, pour les livraisons du lendemain, sur le marché EPEX SPOT.

Dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE 5), la Commission de régulation de l'énergie a introduit une régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes. En application de cette régulation, Enedis a mis en place des contrats de vente à prix fixe de livraison d'électricité et a souscrit des achats ARENH pour un volume équivalent. Ces contrats portant sur l'électricité en tant que produit énergétique de gros ne sont pas qualifiés d'instruments financiers à terme au sens de la réglementation comptable et seront comptabilisés lors de leur dénouement.

1.5 RECONCILIATION TEMPORELLE

Pour assurer l'équilibre du réseau électrique, le gestionnaire du réseau de transport RTE met en œuvre, sous le contrôle de la CRE, deux mécanismes :

- le mécanisme d'ajustement lui permettant de réserver des puissances en infra journalier sur des critères de préséance économique auprès d'acteurs d'ajustement sélectionnés ;
- le dispositif de Responsable d'Equilibre (RE) dont la finalité est de comptabiliser par acteur les bilans d'énergie en prévisionnel et en réalisé, et de financer le coût d'ajustement en pénalisant ces acteurs lorsque les défauts de prévision contribuent à activer les réserves d'ajustement.

Dans ce cadre, Enedis, en tant que gestionnaire du réseau de distribution, a pour mission :

- de communiquer à RTE les flux a posteriori par Responsable d'Equilibre sur le périmètre de son réseau ;
- d'être Responsable d'Equilibre pour ses pertes.

Dans l'exercice de cette mission, Enedis doit procéder à un certain nombre d'estimations en raison de l'absence de mesure directe et simultanée de l'ensemble de la consommation - notamment pour les

particuliers équipés de compteurs « classiques » ne permettant pas la relève des index à distance - et de la non disponibilité de la mesure exacte des pertes du réseau de distribution.

Pour conjuguer règlement financier des écarts constatés et précision dans la répartition des flux par acteurs, les bilans par Responsable d'Equilibre sont réalisés comme suit :

- le processus « écarts » en M+1, M+3, M+12 qui s'appuie sur une modélisation des flux hebdomadaires d'énergie à pas demi-horaire au travers d'un modèle de profilage et d'un modèle de pertes ;
- le processus de réconciliation temporelle en M+26 qui permet de re-répartir entre acteurs, une fois les relevés disponibles, les énergies calculées sur une année et d'en déduire les niveaux de pertes.

Le processus de réconciliation temporelle (« Recotemp »), réalisé au terme d'une période de quatorze mois consécutifs à une période de référence de douze mois donnée, conduit à déterminer en octobre de l'année N un bilan énergétique, réputé exact en énergie au sens des règles de marché actuelles, sur la période juillet N-2/juin N-1 et, corrélativement, le niveau définitif de pertes sur cette période au sens de ces mêmes règles, donnant lieu à flux financiers entre RTE et Enedis et enregistrement comptable en achats de pertes.

Les comptes de l'année N comportent, en conséquence, les incidences :

- d'une part, du résultat définitif du processus Recotemp connu en octobre de l'année N en achats de pertes et la meilleure vision de l'acheminement en compteur de la manière exposée ci-dessous ;
- et d'autre part, de la meilleure estimation du résultat du processus Recotemp portant sur les périodes juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée) et juillet N/décembre N (Recotemp en cours), dont les résultats définitifs seront connus respectivement en octobre N+1 et en octobre N+2.

Du fait des différentes incertitudes liées au processus actuel de réconciliation temporelle, et des différents éléments qui ont un impact sur le taux de pertes (climat, production décentralisée, effets de « séparation des périodes » entre les périodes Recotemp), les impacts estimés relatifs aux processus Recotemp sont établis selon la méthode suivante :

- S'agissant du taux de pertes utilisé pour estimer les achats de pertes :
 - pour la période juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée), le taux de pertes prévisionnel « Recotemp » rapporté aux injections brutes sur le réseau correspond à la meilleure estimation du taux de pertes projeté par les responsables métier d'Enedis, à partir des premiers résultats de la réconciliation temporelle relative à la période juillet N-1/juin N ;
 - pour la période juillet N/juin N+1 (Recotemp en cours), et en l'absence, à fin décembre N, d'éléments d'analyse relatifs à cette période, le taux de pertes prévisionnel est défini comme étant égal à la moyenne pondérée par les volumes entre les deux dernières Recotemp clôturées et le taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée, rapporté aux consommations brutes. Ce taux prenant en compte la production décentralisée nette des refoulements est celui qui est désormais utilisé dans la modélisation des pertes.
- S'agissant de l'évaluation de l'acheminement en compteur, le taux de pertes utilisé est égal à la moyenne pondérée des taux de pertes des deux dernières Recotemp clôturées et du taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée. Pour la période juillet N/juin N+1, le taux est rapporté aux consommations brutes comme pour l'estimation des achats de pertes.

Ce processus d'estimation conduit à ajuster le niveau des pertes et les volumes d'énergie acheminés non relevés en fin de période selon les modalités précédemment définies. Les ajustements sur les achats de pertes sont enregistrés en « Autres charges d'exploitation » et ceux relatifs à l'acheminement en « Chiffre d'Affaires ».

En application des modalités d'estimation retenues pour les pertes et l'acheminement en compteur décrites ci-avant, une variation de + / - 0.1% du taux de pertes de la Recotemp 14 relative à la période juillet 2017 – juin 2018, non clôturée au 31 décembre 2018, aurait un impact à la baisse (respectivement à la hausse) sur le résultat d'exploitation de l'ordre de 27 millions d'euros, dont 20 millions d'euros au titre des achats de pertes et 7millions d'euros au titre de l'acheminement en compteur.

1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de frais de développement, des dépenses de numérisation de cartographie des réseaux en conformité avec les règlements en vigueur et

des dépenses de qualification du matériel produit pour les besoins du projet Linky.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation lorsque les critères d'inscription à l'actif sont remplis.

Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, globalement comprise entre 5 et 20 ans, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises, complété d'un amortissement dérogatoire des logiciels créés par la société amortis intégralement l'année de leur mise en service.

1.7 CONCESSIONS

Conformément au code de l'énergie et au code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de service public. A cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

MODELES DE CONTRAT

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 a été négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011 (en dérogation du modèle de contrat de 1992), l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI que les investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis n'auraient pas été réalisés pour le montant total de cet engagement, l'autorité concédante pourrait

enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

LES CONCESSIONS

Les concessions de distribution publique d'électricité exploitées par Enedis sont au nombre de 475 au 31 décembre 2018 (509 au 31 décembre 2017). Cette diminution est essentiellement due à des regroupements de concessions (adhésion d'une collectivité à un syndicat, regroupement de contrats détenus par des métropoles ou des communautés urbaines à l'occasion de leur renouvellement).

TRAITEMENT COMPTABLE

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques :

Actif - Immobilisations du domaine concédé

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est porté à l'actif du bilan quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par Enedis, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement.

La société :

- exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession ;
- assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau.

Les immobilisations corporelles construites ou acquises par Enedis sont évaluées au coût de production ou d'acquisition :

- La valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner.
- Le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté la société si elle les avait elle-même construits.

La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Le cas échéant, la valeur réévaluée a été déterminée conformément aux textes législatifs et réglementaires pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1er janvier 1977.

L'ensemble des valeurs immobilisées est amorti selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

Passif - Comptes spécifiques des concessions

Les passifs associés aux concessions se décomposent de la façon suivante :

- Droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés):
 - o Contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés, quelle que soit l'origine du financement) ;
 - o Déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire. Pour la part des ouvrages financée par le concessionnaire, une créance sur le concédant est ainsi constatée. Cette créance diminue au fur et à mesure de l'utilisation du bien.
- Droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) :
 - o Amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien ;
 - o Provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, elle est constituée sur la durée de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. A chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de

publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel d'amortissements et de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

1.8 IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

L'essentiel des immobilisations corporelles du domaine propre est constitué des postes sources et des ouvrages nécessaires à leur exploitation (certains ouvrages des agences de conduite régionale notamment).

Ces immobilisations sont inscrites à l'actif du bilan à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production comme définis pour les immobilisations en domaine concédé (cf § 1.7), diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation.

1.9 MODES ET DUREES D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET DU DOMAINE CONCEDE

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité probable, complété d'un amortissement dérogatoire en mode dégressif pour les installations éligibles, principalement les postes sources et leurs transformateurs.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

Génie civil des postes	45 ans
Canalisations HTA et BT	40 ans ou 50 ans
Postes de transformation	30 ans ou 40 ans
Installations de comptage	20 à 30 ans (*)
Branchements	40 ans

(*) Certaines installations de comptage font actuellement l'objet d'un amortissement accéléré dans le cadre du programme Linky de remplacement des compteurs.

Selon une périodicité régulière, Enedis s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

1.10 IMMOBILISATIONS FINANCIERES

Les immobilisations financières sont principalement constituées :

- des placements financiers auprès d'EDF dans le cadre de la gestion centralisée de la trésorerie du Groupe et des intérêts courus attachés ;
- de titres de participation et prêts accordés aux filiales ;
- de prêts octroyés au personnel, notamment de prêts « accession à la propriété » accordés aux salariés jusqu'en octobre 2005 pour l'acquisition de leur résidence principale.

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

Pour certains titres non cotés, la valeur d'utilité est déterminée à partir des actifs nets ou d'autres éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.11 STOCKS

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- Les matières et matériels d'exploitation tels que les compteurs et les câbles évalués à leur coût d'acquisition ;
- Les en-cours de travaux ou de prestations de services, évalués au coût de production, sur des bases statistiques ;
- Les certificats de capacité détenus dans le cadre du mécanisme d'obligation de capacités électriques mis en place depuis 2017. Ils sont comptabilisés à leur coût d'acquisition.

Les consommations de stock sont valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

A la date d'arrêté, les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

Pour les encours de production, lorsque le prix de vente probable est inférieur au prix de revient, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

1.12 CREANCES D'EXPLOITATION

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'acheminement de l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'acheminement de l'énergie livrée non relevée et non facturée (dit « acheminement en compteur »).

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable.

Pour les clients finals ayant un contrat unique avec leur fournisseur d'énergie et suite à la décision du CoRDIS (Comité de Règlement des Différends et des Sanctions de la CRE) du 19 mars 2013, le risque d'impayé sur la part acheminement est supporté par les distributeurs. Ceci a conduit Enedis à constituer une provision pour couvrir la charge d'irrecouvrable au titre des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2012. En ce qui concerne les clients finals ayant un contrat d'accès au réseau de distribution distinct, le risque d'impayé est porté par Enedis et le risque de non recouvrement des créances est apprécié individuellement.

Le risque de non recouvrement des créances sur travaux et prestations de raccordement est apprécié sur une base statistique issue de l'observation de l'historique des règlements.

1.13 PROVISIONS REGLEMENTEES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :

- les amortissements dérogatoires des installations calculés selon le mode dégressif (sont principalement concernés les postes sources et leurs transformateurs) ;
- les amortissements dérogatoires sur l'exercice de la mise en service des logiciels créés par la société.

1.14 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Une provision est comptabilisée par Enedis lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir des hypothèses retenues par l'entreprise et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans des cas extrêmement rares, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque

d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Electriques et Gazières (IEG), les agents d'Enedis bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, tarif agent, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'avantages à long terme (médailles du travail...).

1.15.1 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail et maladies professionnelles et d'invalidité / décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la Loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés du Budget, de la Sécurité Sociale et de l'Energie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par Enedis au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO), auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

La CTA finançant les droits spécifiques « passés » relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004, Enedis ne comptabilise de ce fait qu'une provision pour engagement de retraite au titre des droits acquis à compter du 1^{er} janvier 2005.

Du fait du mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par Enedis au titre de ses engagements.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- Les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel, dit « tarif agent ». L'engagement d'Enedis à ce titre correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient pour Enedis, y compris la quote part supportée par Enedis de la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie entre les Groupes EDF et Engie.
- Les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- Les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 – paragraphe 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- Les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;

- L'aide aux frais d'études : cet avantage familial extra statutaire a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants droit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins ;
- Le compte épargne jours retraite : les dispositions du régime Congé Epargne Jours Retraite (CEJR) s'appliquent aux nouveaux embauchés bénéficiaires du Statut National du personnel des IEG à compter du 1^{er} janvier 2009 qui ne bénéficient pas des bonifications de services conformément aux dispositions du décret du 22 janvier 2008. Ces salariés bénéficient chaque année de l'attribution de jours non travaillés proportionnellement à leur taux de service actif.

1.15.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les salariés en activité et comprennent :

- Les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. A l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- Les médailles du travail ;
- Les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.15.3 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de la méthode de référence définie à l'article 324-1 du Règlement 2014-03 de l'ANC relatif au Plan Comptable Général, l'entreprise comptabilise les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

L'intégralité des engagements fait l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme en tenant compte des conditions économiques et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes, conformément à l'article 324-1 du Règlement pré-cité :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir du taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie ou, le cas échéant, au taux des obligations d'Etat d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10% du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision, sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus, correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;

- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Note 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE

2.1 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY

Au terme de la phase d'expérimentation, en juillet 2013, la décision de déploiement de compteurs communicants a été annoncée par le Gouvernement français dans le cadre du plan « investir pour la France », avec l'objectif d'équiper 90% du parc de comptage basse tension d'ici 2021. Le nouveau dispositif de comptage permet notamment au distributeur de relever les index et d'intervenir à distance, et au client de recevoir ses factures sur index réel et de mieux maîtriser sa consommation d'électricité via son suivi sur internet.

Le projet industriel Linky représente pour Enedis un investissement de l'ordre de 4 milliards d'euros sur la période 2014-2021.

Le projet bénéficie d'un cadre réglementaire stabilisé et sécurisé sur 20 ans, fixé dans la délibération de la CRE publiée au Journal officiel le 30 juillet 2014, et qui prévoit :

- Une rémunération spécifique assortie d'une régulation incitative sur les coûts, délais, qualité de service
- Un différé tarifaire jusqu'en 2021 à travers un « compte régulé de lissage », assorti d'une compensation des coûts de portage financier, et apuré totalement d'ici à 2030.

Après le lancement du déploiement généralisé au 1^{er} décembre 2015, Enedis a achevé début 2017, avec la pose de 3 millions de compteurs Linky, la première tranche du déploiement dans le respect des budgets prévus. Le déploiement s'est poursuivi dans le cadre de la deuxième tranche. A fin 2018, il avait démarré dans plus de 12 000 communes. Le parc de comptage Enedis est ainsi équipé de plus de 15,6 millions compteurs Linky et 354 000 concentrateurs sont installés dans les postes.

Le projet Linky respecte à date ses objectifs et Enedis, dans l'attente de la validation formelle des résultats courant 2019 par la CRE, anticipe un bonus au titre du bilan à fin 2018 de la régulation incitative attachée à Linky concernant les coûts et la qualité de service. A fin 2018, près de 13,7 millions de compteurs posés sont communicants (soit 36,7% du parc). Aucun objectif de taux de compteurs posés et communicants n'avait été spécifié par la CRE pour l'année 2018, le prochain jalon de déploiement fixé est de 46% du parc pour 2019.

Au 31 décembre 2018, 1,9 milliard d'euros ont été investis sur ce projet depuis 2014 (dont 792 millions d'euros sur l'exercice 2018).

2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES

Les sociétés Enedis et EDF, le ministre chargé de l'énergie et la fédération CFE-CFC Energies ont demandé au Conseil d'Etat l'annulation du TURPE 5 HTA-BT fixé par la Commission de régulation de l'énergie dans ses délibérations du 17 novembre 2016 et 19 janvier 2017.

Par une décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat a annulé le TURPE 5 HTA-BT au motif que la CRE n'a pas appliqué, pour la détermination du coût du capital investi, le taux sans risque pour la fraction non encore amortie des actifs pour leur part financée, au moment de leur renouvellement effectif, par la reprise de provisions pour renouvellement constituées lors de la période tarifaire couverte par TURPE 2 ainsi que des actifs remis par les concédants au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire et pour cette même fraction.

Aucun des autres éléments du TURPE 5 n'a été remis en cause.

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dit « TURPE 5 bis HTA-BT » entrant en vigueur au 1^{er} août 2018, date de disparition du précédent tarif TURPE 5 HTA-BT. Pour la période allant du 1^{er} août 2017 à cette date, les effets de l'ancien tarif qui a été appliqué sont définitifs.

La prise en compte de l'augmentation des capitaux propres régulés en application de la décision du Conseil d'Etat et de l'évolution attendue du taux d'imposition sur les sociétés a conduit à une augmentation au 1^{er}

août 2018 de +0.06% qui, combinée à la prise en compte de l'inflation et de la régularisation du CRCP, se traduit par une indexation moyenne de -0.21%.

Dans le cadre du TURPE 5 bis HTA/BT, la rémunération financière d'Enedis résulte de la somme de la rémunération sur actifs gérés (rémunérés à 2,5%) et de la rémunération des capitaux propres régulés (rémunérés à 4,0%).

Par ailleurs la CRE, dans sa délibération du 7 juin 2018, a introduit une nouvelle formule tarifaire à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective, le tarif applicable aux consommateurs individuels restant inchangé.

2.3 CONTRATS DE CONCESSION

A la suite de l'accord sur un nouveau modèle de contrat de concession conclu fin 2017 avec la FNCCR, France urbaine et EDF, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont accélérées dans les territoires au cours de l'année 2018. Au total, au 31 décembre 2018, près de soixante contrats ont été renouvelés selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires avec une métropole, des communautés urbaines, des syndicats - pour la plupart départementaux - et des communes.

Conformément à l'accord conclu avec la FNCCR, France urbaine et EDF, l'objectif est de poursuivre les négociations avec les autorités concédantes afin de renouveler l'ensemble des contrats signés selon l'ancien modèle de contrat d'ici à 2021.

2.4 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE

Le Fonds de Péréquation d'Electricité (FPE), prévu aux articles L. 121-29 et suivants du Code de l'énergie, est un mécanisme de péréquation entre gestionnaires de réseaux d'électricité mis en place en raison de l'existence d'un unique tarif d'utilisation du réseau public d'électricité calculé à partir des coûts d'Enedis.

Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseaux. Dans le cadre de ces mécanismes, Enedis est amenée à verser des contributions au FPE.

Le ministre chargé de l'énergie arrête, après avis du conseil de la péréquation des charges de la distribution d'électricité, les valeurs des coefficients servant au calcul de la péréquation forfaitaire, ainsi que les montants des dotations et des contributions correspondants.

Deux entreprises locales de distribution, Gérédis Deux-Sèvres et SRD, gestionnaire des réseaux de distribution respectivement dans le département des Deux-Sèvres et de la Vienne, ont contesté auprès du Conseil d'Etat les arrêtés ministériels qui fixaient les coefficients à appliquer pour le fonds de péréquation pour les années 2012 à 2015.

Dans sa décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat a annulé les arrêtés rectificatifs du 15 juillet 2016 qui fixaient les coefficients à appliquer d'une part pour les années 2012 à 2014 et d'autre part pour l'année 2015, au motif que les auteurs des arrêtés contestés avaient commis une erreur de droit sur les modalités de calcul des coefficients de la formule de péréquation.

Le Conseil d'Etat a enjoint au gouvernement de prendre, dans le délai de six mois à compter de la notification de sa décision, de nouveaux arrêtés fixant les valeurs des coefficients. A ce jour, aucun arrêté consécutif à cette décision n'a été pris.

Les arrêtés pour les années 2016, 2017 et 2018 relatifs à la péréquation forfaitaire n'ont pas encore été publiés.

Cependant, suite à un échange en janvier 2019 avec la Direction Générale de l'Energie et du Climat, Enedis a obtenu des informations sur les scénarii envisagés par cette dernière pour fonder son calcul des coefficients de la formule de péréquation.

En conséquence, Enedis a constitué une provision pour risques au titre du FPE au 31 décembre 2018 sur la base du scénario qu'il juge comme étant le plus probable.

2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES

L'année 2018 a, une nouvelle fois, été particulièrement impactée par des évènements climatiques significatifs (tempête Eléonor, orages, épisodes de neige collante et de très forte canicule,...), générant des surcoûts pour remettre en service, réparer et consolider le réseau (soit 36 millions d'euros en 2018). Le dispositif de gestion de crise et la mobilisation de la FIRE (déclenchée à 5 reprises) ont permis à Enedis de faire face à ces circonstances exceptionnelles et de ré-alimenter la clientèle dans les meilleurs délais..

2.6 COLONNES MONTANTES ELECTRIQUES DANS LE CADRE DE LA LOI PORTANT EVOLUTION DU LOGEMENT, DE L'AMENAGEMENT ET DU NUMERIQUE

Les colonnes montantes électriques sont les ouvrages électriques qui acheminent l'électricité entre le réseau public de distribution d'électricité (aval du coupe-circuit principal) et les compteurs individuels des différents consommateurs ou producteurs situés au sein d'un même immeuble ou de bâtiments séparés construits sur une même parcelle cadastrale.

L'article 176 de la loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique, clarifie le régime juridique de ces ouvrages électriques.

Les colonnes montantes électriques hors concession mises en service avant la publication de la loi appartiennent au Réseau Public de Distribution d'électricité (RPD), à l'issue d'un délai de deux ans, pendant lequel les propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages peuvent :

- notifier à Enedis l'acceptation du transfert définitif au RPD desdits ouvrages, qui prend alors effet à compter de la notification. Le transfert est effectué à titre gratuit, sans contrepartie pour le gestionnaire de réseau ;
- revendiquer la propriété de ces ouvrages, sauf si Enedis ou l'autorité concédante apporte la preuve que lesdits ouvrages appartiennent déjà au RPD.

Les colonnes montantes électriques mises en service à compter de la publication de la loi appartiennent au RPD.

Enedis n'est tenue à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des colonnes montantes électriques ainsi transférées au RPD.

Au 31 décembre 2018, le nombre de notifications de propriétaires ou copropriétaires est non significatif.

2.7 INVENTAIRE DETAILLE ET LOCALISE DES COMPTEURS ET DES OUVRAGES COLLECTIFS DE BRANCHEMENT

L'article 153 de la Loi sur la Transition Energétique et pour la Croissance Verte (LTCV) du 17 août 2015 édicte, pour les gestionnaires de réseaux, une obligation de fournir, à la demande, aux autorités concédantes, un inventaire détaillé et localisé des ouvrages de distribution d'électricité.

Afin de répondre à cette obligation, Enedis a lancé depuis 2016 un projet d'inventaire détaillé et localisé des ouvrages de branchement, Enedis étant déjà en capacité de répondre à cette obligation pour les principales autres natures d'ouvrages.

Les branchements en basse tension ont pour fonction d'assurer la liaison entre le point de raccordement au réseau et le point de livraison de l'utilisateur final. Ils correspondent à des biens historiquement non localisés et peu détaillés dans les systèmes d'information d'Enedis.

S'appuyant sur la norme NF C14-100 relative à un branchement électrique, l'objectif d'Enedis est de différencier les cinq composants suivants:

- Les liaisons réseaux incluant un organe de coupure ;
- Les dérivations individuelles incluant les panneaux de contrôle ;
- Les ouvrages collectifs de branchements (communément appelés colonnes montantes) ;
- Les compteurs ;
- Les disjoncteurs.

Les premières étapes du projet concernent les ouvrages collectifs et les compteurs.

Pour les compteurs Linky, l'inventaire détaillé et localisé a été mis en œuvre dès le démarrage du projet Linky et est mis à jour au fur et à mesure du déploiement de ces matériels.

En 2018, Enedis a finalisé le dénombrement des matériels de comptage du marché d'affaires et des ouvrages collectifs de branchements en concession.

Le résultat de ce dénombrement est sans impact significatif dans les comptes d'Enedis au 31 décembre 2018.

Les travaux se poursuivent pour les autres composants des branchements.

Note 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

En millions d'euros	2018	2017
Ventes d'acheminement (1)	13 278	12 918
Ventes de services liés à l'acheminement (2)	184	194
Autres ventes de services (3)	933	956
Autres ventes de biens	17	16
Chiffre d'affaires	14 413	14 083

- (1) Le chiffre d'affaires acheminement augmente notamment du fait de l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 5 de + 2,71% au 1^{er} août 2017 et de -0,21% au 1^{er} août 2018 (cf. note 2). Le chiffre d'affaires 2017 était diminué de 152 millions d'euros, correspondant à la rétrocession à EDF SEI, sans équivalent en 2018 ; les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées étant désormais intégrées dans le mécanisme du FPE.
- (2) Les services liés à l'acheminement sont constitués principalement des prestations figurant au catalogue des prestations, validé par la CRE.
- (3) Ce montant comprend notamment 709 millions d'euros de contributions de raccordement au réseau électrique en 2018 (672 millions d'euros en 2017).

Note 4 - PRODUCTION IMMOBILISÉE

En millions d'euros	2018	2017
Matériel	1 062	1 004
Main d'œuvre	608	575
Production immobilisée	1 670	1 579

Les dépenses de construction des immobilisations sont constituées à hauteur de 42% par la production immobilisée et à hauteur de 58% par des dépenses d'achats et de prestations externes.

Note 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS

En millions d'euros	2018	2017
Reprise de provision pour risques	32	9
Reprise de provisions pour charges	690	601
<i>Pensions et obligations assimilées</i>	319	283
<i>Renouvellement du domaine concédé</i>	109	91
<i>Autres provisions pour charges (1)</i>	262	228
Reprise d'amortissement du domaine concédé	11	11
Reprise de dotation pour dépréciation	18	17
Reprises sur amortissements et provisions	751	637

- (1) Cette rubrique comprend notamment :
- la reprise de provision pour l'abondement au titre de l'intéressement 2017 pour un montant de 49 millions d'euros (51 millions d'euros en 2017).
 - la reprise de provision relative au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations aux fournisseurs d'énergie pour 138 millions d'euros (106 millions d'euros en 2017).

Note 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS

En millions d'euros	2018	2017
Achats de services (1)	(5 911)	(5 658)
Achats d'énergie (2)	(1 009)	(999)
Achats consommés de biens (3)	(1 218)	(1 167)
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	(8 137)	(7 824)

(1) Les achats de services comprennent :

- les redevances d'accès au réseau de transport pour 3 633 millions d'euros (3 510 millions d'euros en 2017)
- les redevances R1, R2 et RODP pour un montant de 242 millions d'euros (241 millions d'euros en 2017)
- la contribution au Fonds de Péréquation de l'Electricité pour un montant de 205 millions d'euros (55 millions en 2017), le FPE couvrant à compter de 2018 les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées.

(2) Les achats d'énergie correspondent aux achats d'électricité pour couvrir les pertes constatées sur le réseau de distribution publique et intègrent la consommation de certificats de capacité.

(3) En 2018, cette rubrique comprend essentiellement des achats de matériels d'interface clientèle et de câbles électriques.

Note 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

En millions d'euros	2018	2017
Impôts et taxes liés à l'énergie (1)	(353)	(354)
Contribution Economique et Territoriale et Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (2)	(251)	(243)
Impôts et taxes sur rémunérations	(78)	(77)
Taxes foncières	(41)	(38)
Autres impôts et taxes	(42)	(41)
Impôts, taxes et versements assimilés	(765)	(752)

(1) Correspond à la contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification.

(2) Dont 162 millions d'euros concernant la Contribution Economique Territoriale (159 millions d'euros en 2017) et 89 millions d'euros concernant l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (84 millions d'euros en 2017).

Note 8 - CHARGES DE PERSONNEL

Salaires et charges

En millions d'euros	2018	2017
Salaires et traitements	(1 760)	(1 748)
Charges sociales	(990)	(970)
Charges de personnel	(2 750)	(2 719)

Les salaires et traitements comprennent principalement :

- une partie « rémunérations principales » pour un montant de 1 381 millions d'euros en 2018 (1 366 millions d'euros en 2017);
- une partie « rémunérations complémentaires » s'élevant à 319 millions d'euros en 2018 (326 millions d'euros en 2017).

Les charges sociales sont principalement composées des cotisations CNIEG pour un montant de 502 millions d'euros en 2018 (469 millions d'euros en 2017) ainsi que de cotisations URSSAF s'élevant à 351 millions d'euros en 2018 (362 millions d'euros en 2017).

Effectifs au 31 décembre 2018

	2018			2017
	Statut IEG	Autres (1)	Total	Total
Cadres	5 939	164	6 103	5 961
Executions, Agents de maîtrise et Techniciens	30 346	2 242	32 588	32 927
Effectifs	36 285	2 406	38 691	38 888

(1) Dont 1 163 personnes en contrat d'apprentissage et 612 personnes en contrat de professionnalisation.

Les effectifs représentent le nombre d'agents d'Enedis y compris les agents mixtes rapportés à la part électricité.

Effectifs moyens payés en 2018

	2018			2017
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Effectifs moyens payés	35 692	2 310	38 003	38 001

Note 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	2018	2017
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	(260)	(219)
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles	(2 363)	(2 261)
Domaine propre	(428)	(398)
Domaine concédé (*)	(1 935)	(1 864)
Dotations aux amortissements	(2 623)	(2 480)

(*) En 2018, cette rubrique comprend un impact de 33 millions d'euros au titre de l'accélération de l'amortissement des compteurs de puissance inférieure à 36 kVA, dans le cadre du déploiement des compteurs Linky.

Note 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS

En millions d'euros	2018	2017
Provisions pour risques	(147)	(18)
Pensions et obligations assimilées (1)	(374)	(401)
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	(147)	(136)
Autres provisions pour charges (2)	(195)	(243)
Provisions pour charges	(717)	(780)
Provisions pour dépréciation	(21)	(19)
Dotations aux provisions	(885)	(817)

(1) Cette rubrique concerne principalement les avantages postérieurs à l'emploi pour 371 millions d'euros en 2018 et en 2017

(2) Figurent notamment dans cette rubrique ;

- les provisions relatives au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations des fournisseurs d'énergie pour 103 millions d'euros en 2018 (144 millions d'euros en 2017) ;
- la provision pour abondement au titre de l'intéressement 2018 pour un montant de 49 millions d'euros (50 millions d'euros en 2017).

Note 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

En millions d'euros	2018	2017
Autres charges d'exploitation	(586)	(522)

Les autres charges d'exploitation comprennent notamment :

- 185 millions d'euros concernant la charge au titre de l'avantage en nature énergie en 2018 (161 millions d'euros en 2017) ;
- 91 millions d'euros au titre de la part acheminement des créances irrécouvrables des fournisseurs d'énergie en 2018 (94 millions d'euros en 2017) ;
- 94 millions d'euros au titre des ajustements liés à la réconciliation temporelle sur les achats de pertes en 2018 (71 millions d'euros en 2017) ;
- 62 millions d'euros au titre des indemnités de coupure versées aux clients en 2018 (66 millions d'euros en 2017) ;
- 59 millions d'euros correspondant à la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut en 2018 (54 millions d'euros en 2017).

Note 12 - RESULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2018	2017
Charges sur passifs financiers long terme	(4)	-
Produits des créances financières long terme	-	-
Produits des créances financières court terme	-	-
Frais financiers nets	(4)	-
Autres produits financiers	3	3
Dotations aux amortissements et provisions (1)	(119)	(115)
Reprises de provisions (2)	5	5
Autres produits et charges financiers	(110)	(108)
Résultat financier	(115)	(108)

(1) Cette rubrique concerne les charges d'actualisation des provisions pour avantages du personnel qui s'élèvent à 119 millions d'euros (115 millions d'euros en 2017).

(2) Ces reprises sont liées pour la quasi-totalité aux produits financiers (rendement attendu des actifs de couverture) obtenus au titre des fonds externalisés relatifs aux indemnités de fin de carrière.

Note 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL

En millions d'euros	2018	2017
Produits exceptionnels sur opérations en capital	21	18
Reprises sur provisions et transferts de charges	212	177
Total des produits exceptionnels	234	195
Charges exceptionnelles sur opération en capital	(4)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions	(327)	(221)
Total des charges exceptionnelles	(331)	(223)
Résultat exceptionnel	(97)	(28)

Seules les opérations nettement déconnectées de l'exploitation sont présentées en résultat exceptionnel.

Au 31 Décembre 2018, le résultat exceptionnel représente une charge nette de 97 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +212 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +12 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (327) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et des ventes de véhicules : +5 millions d'euros.

Au 31 Décembre 2017, le résultat exceptionnel représente une charge nette de 28 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +177 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +9 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (221) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et des ventes de véhicules : +6 millions d'euros.

Note 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES

14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE

Filiale à 100% d'EDF SA, la société Enedis fait partie du périmètre d'intégration fiscale du groupe EDF. La convention d'intégration fiscale en vigueur au sein du groupe EDF mentionne que l'impôt supporté par Enedis correspond à l'impôt que la société aurait supporté, déduction faite de l'ensemble des droits à imputation, en l'absence d'intégration fiscale. L'impôt s'entend également des contributions et majorations applicables à l'impôt sur les sociétés.

Au titre de l'année 2018, Enedis enregistre un résultat fiscal bénéficiaire de 1 317 millions d'euros soit une charge d'impôt sur les sociétés de 396 millions d'euros correspondant à l'impôt sur le résultat de ses activités opérationnelles de 454 millions d'euros diminué des crédits d'impôts pour 58 millions d'euros.

Le produit de Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi (CICE) constaté dans les comptes s'élève à 52 millions d'euros. Les sommes perçues au cours de l'exercice au titre du CICE de l'exercice précédent ont été affectées au financement des efforts de la société en matière de recherche notamment dans le contexte de la transition énergétique.

14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes sociaux.

Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits.

Les impôts différés actif traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale.

Les impôts différés passif traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts et les impôts différés et latents évoluent comme suit :

En millions d'euros	2018	2017	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles	(3 183)	(2 870)	(313)
- Avantages du personnel postérieurs à l'emploi	(2 959)	(2 766)	(194)
- Autres	(224)	(104)	(119)
- Subventions reçues	(73)	(79)	6
- Contribution sociale de solidarité des entreprises	(24)	(23)	(1)
- Autres			-
Total actif d'impôt au taux normal (impact résultat)	(3 280)	(2 972)	(308)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			-
Total passif d'impôt au taux normal			-
Situation fiscale différée	(3 280)	(2 972)	(308)
Allègement de la dette future d'impôt au taux de droit commun	(907)	(851)	(56)

Le montant d'allègement de la dette future d'impôt tient compte de la réduction progressive du taux d'imposition prévue de 32,02% en 2018 à 25,82% en 2022. En 2017, le taux prévu était de 34,43%.

Note 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

En millions d'euros	Valeur brute au 31/12/2017	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2018
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	970	310	(99)	1 182
Autres (1)	739	97	-	837
SOUS-TOTAL	1 710	407	(99)	2 018
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	109	12	(2)	119
Constructions	1 694	147	(13)	1 827
Installations techniques, matériels et outillages industriels	7 354	457	(198)	7 613
Autres immobilisations corporelles	1 058	105	(46)	1 117
SOUS-TOTAL	10 214	722	(260)	10 676
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	7	-	-	7
Constructions	683	2	(8)	677
Installations techniques, matériels et outillages industriels	80 346	3 695	(630)	83 411
Autres immobilisations corporelles	25	2	(1)	26
SOUS-TOTAL(2)	81 062	3 698	(639)	84 121
IMMOBILISATIONS EN COURS				
Immobilisations incorporelles	200	339	(416)	123
Immobilisations corporelles	1 448	3 659	(3 561)	1 546
Avances et acomptes versés sur commandes	-	-	-	-
SOUS-TOTAL	1 648	3 998	(3 977)	1 669
TOTAL GENERAL	94 634	8 825	(4 975)	98 484

- (1) Dont 653 millions d'euros au 31 décembre 2018 relatifs à la cartographie numérisée (575 millions d'euros au 31 décembre 2017).
- (2) Les augmentations sont constituées de 2 993 millions d'euros d'investissements Enedis et de 705 millions d'euros au titre des remises d'ouvrages par les concédants ou les tiers.

En millions d'euros	En millions d'euros			
	Amortissements cumulés au 31/12/2017	Augmentation	Diminution	Amortissements cumulés au 31/12/2018
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	(325)	(196)	99	(422)
Autres	(401)	(64)	-	(466)
SOUS-TOTAL	(726)	(260)	99	(888)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	(3)	(1)	1	(4)
Constructions	(723)	(62)	10	(775)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(4 375)	(287)	74	(4 588)
Autres immobilisations corporelles	(715)	(98)	46	(767)
SOUS-TOTAL	(5 817)	(448)	131	(6 134)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	-	-	-	-
Constructions	(549)	(7)	6	(550)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(34 904)	(2 164)	540	(36 527)
Autres immobilisations corporelles	(19)	-	1	(18)
SOUS-TOTAL	(35 472)	(2 173)	547	(37 098)
TOTAL GENERAL	(42 014)	(2 881)	777	(44 119)

Note 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS

En millions d'euros	Informations financières 2017			
	Capital	Capitaux propres autres que le capital	Quote part du capital detenu (en%)	Résultat (bénéfices ou pertes)
1 - Filiales (détenues à + de 50%)				
<u>Enedis SIC</u> SIRET : 789 459 427 00025 Tour Enedis 34, place des Corolles 92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX	0,1	0,2	100%	0,2
<u>Enedis-D(1)</u> SIRET : 793 467 366 00027 Tour Enedis 34, place des Corolles 92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX	1,7	(0,6)	100%	0,2
2 - Participations (détenues entre 10 et 50%)				
<u>DECLARANET</u> SIRET : 502 362 981 00016 109-111, rue Victor Hugo 92300 LEVALLOIS PERRET	7,3	(1,1)	20%	1,6
<u>E FLUID SAS (2)</u> SIREN 788 876 522 2, place du Pontiffroy 57000 METZ	6,4	27,6	30%	9,9
<u>GIREVE</u> SIREN 794 519 645 31, rue Lammenais 92370 CHAVILLE	3,0	(1,9)	13,3%	(0,5)
3 - Participations (détenues entre 1 et 10%)				
<u>CITE DE L'OBJET CONNECTE</u> 7, rue du Bon Puits 49 480 ST SYLVAIN D'ANJOU	1,6	(1,8)	3%	(0,8)

- (1) L'activité d'Enedis-D consiste en France et en dehors du périmètre des réseaux publics de distribution gérés par Enedis, en la gestion, l'exploitation ou l'assistance à la maîtrise d'ouvrage de réseaux d'électricité, ainsi qu'en la valorisation des réseaux gérés et des compétences.
- (2) La société E-Fluid, filiale d'UEM créée en 2012 assure le développement du progiciel intégré de gestion de la relation client et socle du système Ginko, adopté par Enedis pour répondre aux enjeux clients et fournisseurs sur le marché grand public et professionnels.

En millions d'euros	Filiales Françaises	Participations	
		Françaises	Etrangères
Valeur comptable des titres détenus			
- brute :	1,8	28,9	Non significatif
- nette :	1,2	25,8	
Montant des prêts et avances accordés	-	0,6	
Montant des cautions et avals donnés	-	-	
Montant des dividendes encaissés	0,2	3	

Note 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES

En millions d'euros			Échéances		
CREANCES	Montant brut au 31/12/2017	Montant brut au 31/12/2018	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
CREANCES DE L'ACTIF IMMOBILISE					
Participations et créances rattachées	31	31			31
Prêts (1)	2	2	-	1	1
Autres immobilisations financières	3	3	-	-	2
Sous-total	36	35	1	1	33
CREANCES DE L'ACTIF CIRCULANT					
Avances et acomptes versés sur commandes	37	45	45	-	-
Créances d'exploitation	-	-			
Créances clients et comptes rattachés	-	-	-	-	-
- Factures établies (2)	1 176	1 238	1 238	-	-
- Factures à établir (3)	1 514	1 280	1 280	-	-
Compte courant avec EDF SA	1 943	1 742	1 742	-	-
Autres créances d'exploitation (4)	468	478	478	-	-
Sous-total	5 101	4 737	4 737	-	-
Charges constatées d'avance	23	21	21	-	-
TOTAL	5 197	4 837	4 803	1	33

- (1) Dont 1 million d'euros lié aux prêts aux agents dans le cadre de l'accession à la propriété.
- (2) Correspondent pour l'essentiel aux factures d'acheminement ainsi qu'aux facturations des raccordements.
- (3) Concernent principalement les créances relatives à l'acheminement livré relevé non facturé ainsi qu'à l'acheminement livré non relevé non facturé (acheminement en compteur).
- (4) Les autres créances d'exploitation sont majoritairement relatives à la TVA et aux acomptes d'impôts sur les sociétés

Relations avec GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

En juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages. À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé de réorganiser une partie de leurs activités communes en créant deux entités mixtes : l'une, regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre, l'opérateur Informatique et Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise

en place de ces deux entités mixtes, en plus de celles déjà existantes, prend effet au 1er janvier 2019. Les activités supports des domaines Véhicules et Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires jusqu'alors mixtes sont reprises en propre par chacune des deux sociétés.

Par ailleurs, les deux sociétés ont signé le 9 janvier 2008 une convention de compte courant qui enregistre les flux relatifs aux opérations effectuées dans le cadre de la mise en commun des moyens au sein du service commun. Ce compte courant présente un solde débiteur de 11,2 millions d'euros à fin 2018.

Note 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

La réconciliation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie se présente de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2018	31/12/2017	Variation
Disponibilités	5	5	-
Avances de trésorerie - Compte courant EDF / Enedis inclus dans le poste "Autres créances d'exploitation" au bilan	1 742	1 943	- 202
"Trésorerie et équivalents de trésorerie " au TFT	1 746	1 948	- 202
Variation nette de la trésorerie du tableau de flux de trésorerie			- 202

Note 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau	Résultat de l'exercice	Subventions d'investis- sement reçues	Provisions réglemen- tées	Total capitaux propres
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2016	270	1 740	989	786	91	1 212	5 088
Distribution de dividendes			(659)				(659)
Affectation du résultat 2016			786	(786)			
Résultat 2017				609			609
Autres variations					(4)	43	39
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2017	270	1 740	1 116	609	87	1 255	5 078
Distribution de dividendes			(513)				(513)
Affectation du résultat 2017			609	(609)			
Résultat 2018				596			596
Autres variations					(10)	115	104
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2018	270	1 740	1 212	596	76	1 370	5 265

Le capital social se décompose en 540 074 000 actions d'un nominal de 0,50 euro.

En 2018, l'augmentation de 187 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (513) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 8 juin 2018 statuant sur les comptes de l'exercice 2017 ;
- 596 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2018 ;
- (10) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 115 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

En 2017, la diminution de 11 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (659) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 2 juin 2017 statuant sur les comptes de l'exercice 2016 ;
- 609 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2017 ;
- (4) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 43 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

Note 20 - COMPTES SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

	31/12/2017	Augmentations	Diminutions (4)	Dépréciations et amortissements (5)	Affectations	31/12/2018
Contrevaleur des biens(1)	45 624	3 395	(102)	(2 173)	315	47 060
Écarts de réévaluation	1	-	-	-	-	1
Financement du concessionnaire non amorti (2) (3)	(22 910)	(2 677)	56	1 174	-	(24 357)
Amortissement du financement du concédant	12 650	-	(11)	761	(127)	13 272
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	20	117	-	-	(88)	49
Total des comptes spécifiques de concessions	35 385	836	(57)	(238)	100	36 026

- (1) Les augmentations sont liées principalement aux mises en service et les diminutions aux mises au rebut. Les affectations sont relatives à la provision pour renouvellement et à l'amortissement du financement des concédants, affectés en droit du concédant à l'occasion des renouvellements.
- (2) Les augmentations concernent des mises en service financées par Enedis (montant des financements après affectation de la provision pour renouvellement et de l'amortissement du droit du concédant) et les diminutions des mises au rebut.
- (3) En application des principes explicités en note 1, le financement du concessionnaire correspond au financement effectivement décaissé par le concessionnaire, diminué des montants affectés en droit du concédant lors du renouvellement et alors considérés comme des financements du concédant.
- (4) Les diminutions correspondent aux mises au rebut sans renouvellement (amortissements repris en résultat), les affectations correspondent aux mises au rebut dans le cadre d'un renouvellement.
- (5) Les amortissements du financement du concessionnaire (1 174 millions d'euros) et du financement du concédant (761 millions d'euros) ont leur contrepartie pour 1 935 millions d'euros en dotations aux amortissements. L'amortissement de la contrevaleur des biens à hauteur de 2 173 millions (écarts de réévaluation inclus) trouve sa contrepartie dans l'augmentation des amortissements des immobilisations concédées.

Note 21 - PROVISIONS POUR RISQUES

	31/12/2017	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2018
		Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet		
En millions d'euros							
Provisions pour risques	273	147	-	(9)	(24)	-	387

Les provisions pour risques concernent notamment des contentieux avec des producteurs photovoltaïques.

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF de l'électricité qu'elles produisent, les modalités de cette obligation d'achat étant déterminées par voie réglementaire dans un cadre réglementaire incitatif. Le Gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité. La perspective de ces différentes évolutions tarifaires, anticipées par la filière photovoltaïque, a conduit, notamment en août 2010, à un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'Enedis. Malgré les mesures significatives mises en œuvre pour traiter ces dossiers, Enedis n'a pas toujours été en mesure de délivrer les propositions techniques et financières pour le raccordement au réseau de distribution des installations de production photovoltaïque dans le délai de trois mois auquel elle était tenue. Les producteurs prétendent que ce retard pris par Enedis les a empêchés de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'entrée en vigueur du décret moratoire.

L'arrêt rendu par le Conseil d'Etat le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignments à l'encontre d'Enedis. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation avec les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité étant moins favorables que précédemment ; ceux-ci considèrent que cette situation est imputable à Enedis, au motif que cette dernière n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement de leurs installations dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat antérieures plus avantageuses. La prescription est atteinte depuis le 4 mars 2016.

Le 20 septembre 2016, la Cour d'appel de Versailles a posé à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État et décidé de sursoir à statuer. Dans son ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE confirme d'une part, que l'obligation d'achat photovoltaïque constitue une « intervention de l'Etat ou aux moyens de ressources d'Etat », ce qui constitue l'un des 4 critères permettant de qualifier une aide d'Etat, et d'autre part, qu'est illégale une telle mesure mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission européenne.

Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté début juillet 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

PASSIFS EVENTUELS

Les passifs éventuels relèvent des éléments suivants :

Litiges commerciaux

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le Tribunal de Grande Instance (TGI) de Paris de la société américaine Quadlogic Controls Corporation (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon.

En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018. La procédure est en cours devant la CA Paris.

Note 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations		Reprises		Autres (1)	31/12/2018
		Exploitation	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	8 929	147	-	-	(109)	(100)	8 867

(1) Ce montant correspond en quasi-totalité à de l'affectation au droit du concédant

Note 23 - PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations		Reprises		31/12/2018
		exploitation (1)	financières	exploitation (2)	financières (3)	
Avantages postérieurs à l'emploi	2 765	371	110	(282)	(5)	2 959
Avantages long terme	468	4	9	(35)	-	445
Total	3 232	374	119	(318)	(5)	3 403

- (1) Dont :
- coût des services rendus : 255 millions d'euros ;
 - amortissement des écarts actuariels : 113 millions d'euros ;
 - amortissement du coût des services passés : 6 millions d'euros.

- (2) Dont :
- contributions employeurs pour 305 millions d'euros ;
 - amortissement des écarts actuariels : 13 millions d'euros.

(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2017	6 061	(240)	5 821	(22)	(2 566)	3 232
Charge nette de l'exercice	374	(5)	369	6	100	475
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(517)	5	(512)		512	-
Cotisations versés aux fonds		(14)	(14)			(14)
Prestations versées	(307)	16	(291)			(291)
Solde au 31/12/2018	5 610	(237)	5 373	(16)	(1 954)	3 403

Au 31 décembre 2018, la hausse du taux d'actualisation de 1,9% à 2,3% génère un gain actuariel sur l'engagement d'un montant de 503 M€.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

En millions d'euros	2018	2017
Coût des services rendus	255	251
Charges d'intérêts (actualisation)	119	115
Rendement escompté des actifs de couverture	(5)	(5)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	102	107
Variation des écarts actuariels - avantages long terme	(1)	25
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	6	6
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	475	499

23.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

L'évolution des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi se décompose de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations		Reprises		31/12/2018
		exploitation	financières	exploitation	financières	
Retraites	1 229	184	33	(162)	-	1 284
Charges CNIEG	213	4	4	(6)	-	215
Avantages en nature énergie	1 061	141	60	(88)	-	1 173
Indemnités de fin de carrière	1	19	5	(16)	(5)	6
Indemnité de secours immédiat	157	9	5	(5)	-	167
Autres avantages	104	13	3	(6)	-	114
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	2 765	371	110	(282)	(5)	2 959

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecarts actuariels non comptabilisés	Provision au 31/12/2018
Retraites	1 386			(102)	1 284
Charges CNIEG	195			20	215
Avantages en nature énergie	2 944			(1 771)	1 173
Indemnités de fin de carrière	262	(237)	(8)	(12)	6
Indemnités de secours immédiat	252		(8)	(78)	167
Autres avantages	127		-	(12)	114
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	5 166	(237)	(16)	(1 954)	2 959

23.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

L'évolution des provisions pour avantages consentis aux actifs se décompose de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations		Reprises	31/12/2018
		exploitation	financières	exploitation	
Rentes ATMP (1) et invalidité	383	5	7	(30)	364
Médailles du travail	76	(2)	1	(4)	71
Autres avantages	9	1	-	(1)	9
Provisions pour avantages à long terme	468	4	9	(35)	445

(1) ATMP : Accidents du Travail et Maladies Professionnelles

23.3 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- Le taux d'actualisation retenu s'élève à 2,3% au 31 décembre 2018 (1,9% 31 décembre 2017);
- Le taux d'inflation retenu est de 1,5% comme au 31 décembre 2017;
- L'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,75 ans ;
- Le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- L'âge moyen de départ à la retraite est de 62,1 ans ;
- Le taux de rendement attendu des actifs de couverture est de 1,99% (comme au 31 décembre 2017).

23.4 Actifs de couverture

L'allocation des actifs financiers pour l'exercice 2018 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrière
Actions	27,3%
Obligations monétaires	72,7%

Note 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations d'exploitation	Reprises		31/12/2018
			Suite à utilisation	Sans objet	
- irrécouvrables acheminement	244	103	(138)	-	209
- personnel (1)	51	49	(40)	(10)	50
- autres charges (2)	137	42	(48)	(27)	104
Provisions pour autres charges	431	194	(226)	(37)	363

(1) Concerne principalement la provision pour abondement au titre de l'intéressement d'un montant de 49 millions d'euros.

(2) Concerne principalement la provision pour responsabilité civile générale d'un montant de 93 millions d'euros.

Note 25 - DETTES

En millions d'euros			Échéances		
DETTES	Montants bruts au 31/12/2017	Montants bruts au 31/12/2018	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
Dettes financières :					
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	-	-	-
Emprunts et dettes financières divers (1)	23	525	11	14	501
Sous-total : Emprunts et dettes financières	23	525	11	14	501
Avances et acomptes reçus	230	252	252	-	-
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers :					
Fournisseurs et comptes rattachés	1 873	1 779	1 779	-	-
Dettes fiscales et sociales	1 305	1 330	1 330	-	-
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	916	934	934	-	-
Autres dettes	72	85	85	-	-
Sous total : Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	4 166	4 127	4 127	-	-
Produits constatés d'avances	220	193	193	-	-
TOTAL DETTES	4 640	5 097	4 582	14	501

(1) Souscription en 2018 d'un emprunt d'un montant nominal de 500 millions d'euros auprès d'EDF.

Note 26 - INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES

En millions d'euros	Créances			Dettes		Solde Net	Charges financières	Produits financiers
	Créances immobilisées	Créances d'exploitation	Inscrites en comptes courants	Dettes financières	Dettes d'exploitation			
RTE	-	7	-	-	(1 031)	(1 024)	-	-
EDF TRADING	-	-	-	-	(58)	(58)	-	-
EDF SA	-	1 642	1 742	(502)	(52)	2 830	(4)	-
SOFILO	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-
EDF FMS	-	-	-	-	(16)	(16)	-	-
EDF IMS	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-
G2S	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-
DALKIA France	-	-	-	-	(5)	(5)	-	-

Note 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, aux financements et aux investissements sont les suivants :

En millions d'euros	TOTAL	Échéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	7 821	4 852	2 830	139
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	4	-	4	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 269	1 947	1 322	-
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	3 780	2 717	1 042	21
Autres engagements liés à l'exploitation	768	187	463	118
ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS	920	369	551	-
1- Engagements liés à l'exploitation	120	69	51	-
2- Engagements liés au financement	800	300	500	-

27.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES

27.1.1 Engagements liés à l'exploitation

27.1.1.1 Engagements sur contrats commerciaux

En millions d'euros	TOTAL	Echéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Achats d'électricité	1 429	875	554	-
Marché de travaux	1 840	1 072	768	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 269	1 947	1 322	

27.1.1.1.1 Engagements sur achats d'électricité pour compenser les pertes

Enedis, en tant que responsable d'équilibre pour les pertes constatées sur le réseau de distribution a souscrit des contrats selon lesquels elle s'engage à acheter de l'électricité à des échéances comprises entre 1 mois et 3 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

27.1.1.1.2 Engagements sur marchés de travaux

Enedis négocie avec ses fournisseurs de travaux, des marchés pouvant comprendre des clauses d'engagement financier quant au chiffre d'affaires contractualisé.

Ces engagements réciproques correspondent aux montants restant engagés sur ces marchés à fin 2018, et répartis de façon linéaire sur la période 2019-2024.

En millions d'euros	TOTAL	Echéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Engagements Résiduels hors commandes en cours	2 031	1 258	773	-
Commandes en cours	190	185	5	-
Engagements nets sur marchés de travaux	1 841	1 073	768	-

27.1.2 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit principalement d'engagements réciproques pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours.

27.1.2.1 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit des engagements donnés au titre des locations simples et des contrats de gestion locative

- Filiales du groupe : 13 millions ;
- GRDF : 73 millions ;
- Tiers : 682 millions.

27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS

27.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de garanties reçues des commercialisateurs ; Engie pour un montant de 10 millions d'euros et EDF SA pour 10 millions d'euros : cette garantie couvre l'engagement pris par Enedis d'acheminer l'énergie électrique du fournisseur aux points de livraison listés dans l'annexe du contrat GRD-fournisseur ;
- d'engagements réciproques pour 9 millions d'euros sur les commandes d'exploitation et d'immobilisations au titre de la quote-part GRDF liée aux commandes mixtes ;
- d'engagements reçus au titre des loyers facturés à GRDF pour l'occupation des immeubles Enedis (80 millions)

27.2.2 Engagements liés au financement

Il s'agit :

- d'une autorisation de découvert accordée par EDF SA dans le cadre du cash pooling à hauteur de 300 millions d'euros ;
- d'un droit de tirage sur un prêt de 500 millions d'euros accordé par EDF SA.

Note 28 - REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

En 2018, les montants bruts globaux hors charges patronales des rémunérations et avantages de toute nature versés aux mandataires sociaux d'Enedis sont de 0,8 million d'euros.

Il n'a été versé aucun jeton de présence aux membres du Conseil de Surveillance à fin décembre 2018 comme en 2017.

Enedis

Société Anonyme à Directoire et Conseil de surveillance
Au capital de 270 037 000 euros
Siège social : 34, place des Corolles
92079 Paris-La Défense Cedex

PROCES-VERBAL DE L'ASSEMBLEE GENERALE ORDINAIRE DU 6 JUIN 2019

L'an deux mille dix-neuf, le six juin à 08h45, les actionnaires de la société Enedis SA, se sont réunis en Assemblée Générale Ordinaire au siège social, sur première convocation.

Il a été établi une feuille de présence qui a été émargée par chaque actionnaire présent personnellement ou représenté.

Madame Marianne LAIGNEAU, en tant qu'actionnaire, a pris physiquement part à l'assemblée.

Madame Marie-Hélène POINSSOT, porteuse de pouvoirs, représente les actionnaires suivants : la société EDF SA, Monsieur Pierre TODOROV, Monsieur Bernard SALHA et Monsieur Xavier GIRRE en qualité d'actionnaires.

Madame la Présidente précise que Madame Isabelle TRIQUERA-GONBEAU, actionnaire porteuse d'une seule action, a fait parvenir à la société son formulaire de vote par correspondance.

Madame Marianne LAIGNEAU préside l'Assemblée en sa qualité de Présidente du Conseil de surveillance et d'actionnaire.

Madame Marie-Hélène POINSSOT, celle-ci déclarant accepter cette fonction, est nommée Scrutatrice.

La Présidente de l'Assemblée désigne Monsieur Jean-François VAQUIERI, Directeur de la Régulation et des Affaires Juridiques, en qualité de Secrétaire.

Assistent à l'Assemblée :

- Monsieur Philippe MONLOUBOU, Président du Directoire, ainsi que Madame Corinne FAU, membre du Directoire ;
- Monsieur Toni CAVATORTA, Contrôleur général économique et financier ;
- Messieurs Etienne POIREL et Jérôme CHEMIER, représentants du Comité central d'entreprise ;
- Monsieur Jean-Louis CAULIER, commissaire aux comptes représentant KPMG SA ;
- Monsieur Christophe PATRIER, commissaire aux comptes représentant DELOITTE & ASSOCIES.

La feuille de présence, certifiée exacte par les membres du bureau, permet de constater que les actionnaires présents ou représentés représentent 540.074.000 actions, soient la totalité des actions composant le capital social de la Société. Le quorum étant atteint, l'Assemblée Générale régulièrement constituée peut valablement délibérer.

La Présidente de l'Assemblée déclare que sont déposés sur le bureau et mis à la disposition de l'Assemblée :

1. La copie des lettres de convocation adressées par courrier électronique aux actionnaires (conformément à l'accord donné par ces derniers, en application des statuts et des articles R-225-68 et R-225-63 du Code de commerce), ainsi qu'aux représentants du Comité central d'entreprise,
2. La copie des lettres de convocation adressées par courrier recommandé avec avis de réception aux commissaires aux comptes, et les accusés de réception correspondants,
3. La feuille de présence à l'Assemblée, à laquelle sont joints les pouvoirs,
4. Le rapport de gestion relatif à l'année 2018,
5. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise,
6. Les rapports des commissaires aux comptes sur les comptes annuels et sur les conventions réglementées, ainsi que l'attestation relative au montant global des rémunérations versées aux personnes les mieux rémunérées au cours de l'année 2018,
7. Les projets de résolutions soumises au vote de l'Assemblée,
8. Les statuts de la Société.

La Présidente de l'Assemblée déclare que tous les documents qui doivent être communiqués aux actionnaires, selon la législation en vigueur, ont été tenus à leur disposition au siège social dans les délais légaux et leur ont été adressés lorsqu'ils en ont fait la demande dans les délais requis.

L'Assemblée lui en donne acte.

La Présidente de l'Assemblée rappelle ensuite l'ordre du jour de l'Assemblée Générale Ordinaire, qui est le suivant :

1. Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2018,
2. Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et mise en distribution du dividende,
3. Conventions réglementées visées à l'article L. 225-86 du code de commerce,
4. Pouvoirs pour les formalités.

La Présidente de l'Assemblée propose à l'Assemblée, avec son accord, de ne pas donner lecture du rapport de gestion dans la mesure où les actionnaires ont pu prendre connaissance de ce document avant la réunion et qu'ils n'ont aucune question à ce sujet.

La Présidente précise que le Conseil de surveillance, à l'occasion de sa réunion en date du 13 février 2019, a procédé à l'examen des comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2018, du rapport de gestion et du rapport sur le gouvernement d'entreprise, lesquels avaient été arrêtés au préalable par le Directoire et mis à disposition des commissaires aux comptes.

La Présidente de l'Assemblée indique que le rapport de gestion fait mention de la proposition d'affectation du résultat 2018 d'Enedis.

La Présidente ajoute que le Conseil de surveillance n'ayant pas d'observations particulières, tant sur les comptes que sur le rapport de gestion ou sur le rapport sur le gouvernement d'entreprise, il n'a pas jugé utile d'établir de rapport à l'attention de l'Assemblée.

L'assemblée lui en donne acte.

La Présidente de l'Assemblée donne la parole à Monsieur Philippe MONLOUBOU, Président du Directoire, afin qu'il présente les principaux faits marquants et résultats de l'exercice 2018, ainsi que les perspectives pour 2019.

Monsieur Philippe MONLOUBOU observe que l'année 2018 a été marquée par une progression de 7 térawattheures de la production décentralisée et injectée dans le réseau laquelle a atteint un volume de 50 térawattheures.

Monsieur MONLOUBOU constate également que pour la période 2018, l'Entreprise a atteint un niveau de déploiement du compteur Linky qui est à la hauteur de l'engagement industriel et qui démontre la capacité de l'Entreprise à délivrer avec 15,6 millions de compteurs installés à la fin 2018.

Le Président du Directoire note que, grâce au travail de pédagogie et de proximité qui a été accompli, la tension relative au compteur Linky s'est réduite. 12 000 communes sont d'ores et déjà équipées ou en voie d'équipement.

Monsieur MONLOUBOU rappelle la mise en place du TURPE 5 bis le 1^{er} août 2018.

Le Président du Directoire rappelle également le début de la mise en œuvre du nouveau cadre concessif signé fin 2017 avec le renouvellement de 60 contrats de concession sur le nouveau modèle durant la période 2018.

Monsieur MONLOUBOU constate que l'année climatique 2018 a été mouvementée (crue, orages...) impliquant une forte mobilisation des agents. La satisfaction clients s'est maintenue à la hauteur espérée.

Monsieur MONLOUBOU note toutefois, que le taux de fréquence concernant la pose du compteur Linky reste élevé du fait des menaces liées, et ce malgré les campagnes de prévention réalisées par l'Entreprise.

Enfin, Monsieur MONLOUBOU rappelle que l'ensemble des colonnes montantes seront, à l'issue d'une période de deux ans à compter du 23 novembre 2018, sous concession d'Enedis. Les différents services de l'Entreprise réalisent un grand travail pour créer les conditions pour que l'interface avec l'ensemble des acteurs soit rendue le plus fluide possible.

Concernant la situation financière de l'Entreprise, Madame FAU rappelle les chiffres qui se trouvent dans les différents rapports communiqués aux actionnaires de l'Entreprise.

La Présidente de l'Assemblée donne ensuite la parole à Messieurs CAULIER et PATRIER, commissaires aux comptes. Monsieur CAULIER s'exprimant au nom du collège des commissaires aux comptes, présente à l'Assemblée les principales conclusions de leurs rapports, remis par écrit aux actionnaires, portant, notamment, sur les comptes annuels et sur les conventions réglementées.

Monsieur CAULIER certifie que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que du patrimoine et de la situation financière de la société à la fin de l'exercice 2018.

La Présidente de l'Assemblée indique que la Société n'a reçu aucune demande d'inscription de projet de résolution, ni de question écrite d'aucun actionnaire, ni du Comité central d'entreprise.

Plus personne ne demandant la parole, la Présidente de l'Assemblée demande au Secrétaire de mettre successivement aux voix les résolutions suivantes :

RESOLUTIONS DE L'ASSEMBLEE GENERALE ORDINAIRE

PREMIERE RESOLUTION – Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2018

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion établi par le Directoire et du rapport des commissaires aux comptes, approuve les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2018, comprenant le bilan, le compte de résultat et l'annexe tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports. Elle arrête le résultat de cet exercice à 596 164 577,92 €, celui-ci ayant pour effet de porter les capitaux propres d'Enedis à 5 265 294 522,81 €.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

DEUXIEME RESOLUTION – Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et mise en distribution du dividende

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Directoire et du rapport des commissaires aux comptes :

- constate que, compte tenu du résultat de l'exercice 2018 de 596 164 577,92 € et du Report à nouveau de 1 211 924 617,88 €, le bénéfice distribuable s'élève à 1 808 089 195,80 € ;
- décide d'affecter à titre de dividende aux actionnaires 1,03 euro par action pour un montant total de 556 276 220 €.

Après affectation du dividende, le compte Report à nouveau sera créditeur de 1 251 812 975,80 €.

Il est rappelé que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercices	Nombre d'actions	Dividende par action	Dividende total distribué	Quote-part du dividende éligible à la réfaction (1)
2015	540 074 000	1,02 €	550 875 480 €	100%
2016	540 074 000	1,22 €	658 890 280 €	100%
2017	540 074 000	0,95 €	513 070 300€	100%

(1) Réfaction de 40% mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du Code Général des Impôts.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

TROISIEME RESOLUTION – Conventions réglementées visées à l'article L. 225-86 du code de commerce

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions visées à l'article L 225-86 du Code de commerce, prend acte des conclusions de ce rapport.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

QUATRIEME RESOLUTION – Pouvoirs pour les formalités

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée à l'effet d'accomplir toutes formalités légales ou administratives et faire tous dépôts et publications prescrits par la législation en vigueur.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

Plus personne n'ayant de questions et l'ordre du jour étant épuisé, la Présidente de l'Assemblée déclare la séance levée à 9h05.

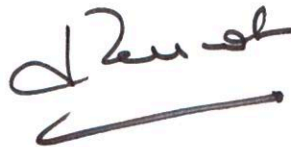
De tout ce qui précède, il a été dressé le présent procès-verbal qui, après lecture, a été signé par les membres du bureau.

La Présidente



Marianne LAIGNEAU

La Scrutatrice



Marie-Hélène POINSSOT

Le Secrétaire



Jean-François VAQUIERI



KPMG Audit
Tour EQHO
2, avenue Gambetta
CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France



Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris La Défense Cedex
France

Enedis S.A.

***Rapport des commissaires aux comptes sur les
comptes annuels***

Exercice clos le 31 décembre 2018

Enedis S.A.

34, place des Corolles - Tour Enedis - 92079 Paris La Défense Cedex

Ce rapport contient 45 pages



KPMG Audit
Tour EQHO
2, avenue Gambetta
CS 60055
92066 Paris La Défense Cedex
France



Deloitte & Associés
6, place de la Pyramide
92908 Paris La Défense Cedex
France

Enedis S.A.

Siège social : 34, place des Corolles - Tour Enedis - 92079 Paris La Défense Cedex
Capital social : €. 270 037 000

Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2018

A l'Assemblée générale de la société Enedis,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par l'Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Enedis relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1^{er} janvier 2018 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Justification des appréciations

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R.823-7 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les appréciations suivantes qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importantes pour l'audit des comptes annuels de l'exercice.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Estimations comptables

La note 1.2 de l'annexe expose les principales estimations de la direction nécessaires à la préparation des états financiers de votre société et pour lesquelles les hypothèses retenues affectent la valeur comptable des éléments d'actifs ou de passifs présentés et les produits et charges associés, ainsi que les informations relatives aux éléments d'actifs et passifs éventuels.

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données et hypothèses sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la direction et, enfin, à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

En particulier, nous avons apprécié les estimations relatives aux taux de pertes et au volume d'énergie acheminée en date de clôture sur la base des données, hypothèses et analyses effectuées par votre société, en tenant notamment compte des mécanismes rappelés en notes 1.3 et 1.5 de l'annexe.

Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

Nous avons également apprécié la traduction comptable des événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice écoulé qui sont exposés en note 2 de l'annexe.

L'annulation par le Conseil d'Etat, le 9 mars 2018, des arrêtés rectificatifs du 15 juillet 2016 fixant les coefficients à appliquer pour déterminer les contributions à percevoir ou à verser au fonds de péréquation de l'électricité (FPE) au titre des années 2012 à 2015, a conduit Enedis à prendre en considération le risque de voir sa contribution augmenter sur cette période et jusqu'en 2018 (note 2.4). Notre appréciation du bien-fondé de l'estimation retenue s'est notamment appuyée sur les différents chiffrages présentés par les pouvoirs publics à Enedis.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Directoire et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnés à l'article D.441-4 du code de commerce.

Rapport sur le gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans le rapport du Conseil de Surveillance sur le gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Directoire.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.823-10-1 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

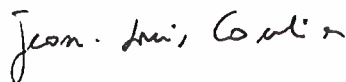
Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel et fait preuve d'esprit critique tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que des informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Paris La Défense, le 13 février 2019

Les commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.



Jean-Louis Caulier
Associé

Deloitte & Associés



Christophe Patrier
Associé

ÉTATS FINANCIERS AU 31 DÉCEMBRE 2018

SOMMAIRE

COMPTE DE RESULTAT	5
BILAN ACTIF	6
BILAN PASSIF	7
TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE	8
ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS	9
NOTE 1 - PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES	10
1.1 REFERENTIEL COMPTABLE	10
1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION	10
1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES	10
1.4 ACHATS D'ENERGIE	11
1.5 RECONCILIATION TEMPORELLE	11
1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	12
1.7 CONCESSIONS	13
1.8 IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	15
1.9 MODES ET DUREES D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET DU DOMAINE CONCEDE	15
1.10 IMMOBILISATIONS FINANCIERES	15
1.11 STOCKS	15
1.12 CREANCES D'EXPLOITATION	16
1.13 PROVISIONS REGLEMENTEES	16
1.14 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	16
1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL	16
1.15.1 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI	17
1.15.2 ENGAGEMENTS CONCERNANT LES AUTRES AVANTAGES A LONG TERME	18
1.15.3 MODES DE CALCUL ET COMPTABILISATION DES ENGAGEMENTS LIES AU PERSONNEL	18
NOTE 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE	19
2.1 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY	19
2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES	19
2.3 CONTRATS DE CONCESSION	20
2.4 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE	20
2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES	21
2.6 COLONNES MONTANTES ELECTRIQUES DANS LE CADRE DE LA LOI PORTANT EVOLUTION DU LOGEMENT, DE L'AMENAGEMENT ET DU NUMERIQUE	21
2.7 INVENTAIRE DETAILLE ET LOCALISE DES COMPTEURS ET DES OUVRAGES COLLECTIFS DE BRANCHEMENT	21
NOTE 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET	23
NOTE 4 - PRODUCTION IMMOBILISEE	23
NOTE 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	23
NOTE 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	24
NOTE 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILES	24
NOTE 8 - CHARGES DE PERSONNEL	24
NOTE 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	25
NOTE 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS	25
NOTE 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	26
NOTE 12 - RESULTAT FINANCIER	26
NOTE 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL	27
NOTE 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES	27
14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE	27
14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE	28
NOTE 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	29
NOTE 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS	31
NOTE 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES	32
NOTE 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE	33
NOTE 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES	33
NOTE 20 - COMPTES SPECIFIQUES DES CONCESSIONS	34
NOTE 21 - PROVISIONS POUR RISQUES	34
NOTE 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION	35
NOTE 23 - PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	35
23.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI	36
23.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES A LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITE	37
23.3 HYPOTHESES ACTUARIELLES	37
23.4 ACTIFS DE COUVERTURE	37

NOTE 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES.....	37
NOTE 25 - DETTES.....	38
NOTE 26 - INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES	38
NOTE 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN.....	38
27.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES.....	39
27.1.1ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION	39
27.1.2ENGAGEMENTS SUR COMMANDES D'EXPLOITATION ET D'IMMOBILISATIONS	39
27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS.....	40
27.2.1ENGAGEMENTS LIES A L'EXPLOITATION	40
27.2.2ENGAGEMENTS LIES AU FINANCEMENT.....	40
NOTE 28 - REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX.....	40

ÉTATS FINANCIERS

NB : Par convention, les charges sont présentées entre parenthèses.

Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart au niveau des totaux ou des variations.

COMPTE DE RESULTAT

En millions d'euros	Note	2018	2017
Production de biens		17	16
Productions de services		14 396	14 067
CHIFFRE D'AFFAIRES NET	3	14 413	14 083
Production stockée		3	(1)
Production immobilisée	4	1 670	1 579
Subventions d'exploitation		2	4
Reprises sur amortissements et provisions	5	751	637
Transfert de charges		29	31
Autres produits d'exploitation		82	70
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		16 950	16 402
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	6	(8 137)	(7 824)
Achats d'énergie		(1 009)	(999)
Autres achats consommés de biens		(1 218)	(1 167)
Achats de services		(5 911)	(5 658)
Impôts, taxes et versements assimilés	7	(765)	(752)
Charges de personnel	8	(2 750)	(2 719)
Salaires et traitements		(1 760)	(1 748)
Charges sociales		(990)	(970)
Dotation d'exploitation		(3 508)	(3 297)
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	9	(2 623)	(2 480)
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	10	(21)	(19)
Pour risques et charges : dotations aux provisions	10	(864)	(798)
Autres charges d'exploitation	11	(586)	(522)
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		(15 746)	(15 114)
RESULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		1 204	1 288
OPERATIONS EN COMMUN			
III Bénéfice attribué ou perte transférée		-	0
IV Perte supportée ou bénéfice transféré		-	-
PRODUITS FINANCIERS			
Produits financiers de participations		3	3
Reprises sur provisions et transferts de charges		5	5
V TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		9	8
Dotations financières aux amortissements et provisions		(119)	(115)
Interêts et charges assimilées		(4)	(0)
VI TOTAL DES CHARGES FINANCIERES		(123)	(115)
RESULTAT FINANCIER (V - VI)	12	(115)	(108)
RESULTAT COURANT AVANT IMPOTS (I - II + III - IV + V - VI)		1 089	1 180
Produits exceptionnels sur opérations en capital		21	18
Reprises sur provisions et transferts de charges		212	177
VII TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		234	195
Charges exceptionnelles sur opérations en capital :		(4)	(2)
Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		(4)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions :		(327)	(221)
Dotations aux provisions réglementées		(327)	(221)
VIII TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		(331)	(223)
RESULTAT EXCEPTIONNEL (VII-VIII)	13	(97)	(28)
IX IMPOTS SUR LES BENEFICES	14	(396)	(544)
TOTAL DES PRODUITS (I + III +V +VII)		17 192	16 604
TOTAL DES CHARGES (II + IV+VI+VIII+ IX)		(16 596)	(15 995)
BENEFICE OU PERTE		596	609

BILAN ACTIF

En millions d'euros	Note	31/12/2018			31/12/2017
		Valeurs brutes	Amortissements et dépréciations	Valeurs nettes	Valeurs nettes
ACTIF IMMOBILISE					
Immobilisations incorporelles	15	2 018	(888)	1 131	983
Terrains		119	(4)	115	106
Constructions		1 827	(775)	1 052	970
Installations techniques,matériels et outillages industriels		7 613	(4 588)	3 025	2 979
Autres immobilisations corporelles		1 117	(767)	349	343
Immobilisations corporelles du domaine propre	15	10 676	(6 134)	4 542	4 398
Terrains		7	-	7	7
Constructions		677	(550)	127	134
Installations techniques,matériels et outillages industriels		83 411	(36 527)	46 884	45 443
Autres immobilisations corporelles		26	(20)	5	6
Immobilisations corporelles du domaine concédé	15	84 121	(37 098)	47 023	45 590
Travaux en cours		1 546	-	1 546	1 448
Avances et acomptes versés		0	-	0	0
Immobilisations corporelles en cours	15	1 546	-	1 546	1 448
Travaux informatiques	15	123	-	123	200
Immobilisations incorporelles en cours		123	-	123	200
Participations et créances rattachées		31	(4)	27	27
Prêts et autres immobilisations financières		5	-	4	5
Immobilisations financières	16,17	35	(4)	32	32
I. TOTAL ACTIF IMMOBILISE		98 519	(44 123)	54 396	52 651
ACTIF CIRCULANT					
Autres approvisionnements		218	-	218	164
En cours de production et autres stocks		17	-	17	14
Stocks et encours		235	-	235	178
Avances et acomptes versés sur commandes	17	45	(0)	45	37
Créances clients et comptes rattachés		2 517	(14)	2 503	2 679
Autres créances d'exploitation		2 219	(15)	2 204	2 397
Créances d'exploitation	17	4 737	(29)	4 708	5 075
Disponibilités	18	5	-	5	5
Charges constatées d'avance	17	21	-	21	23
II. TOTAL ACTIF CIRCULANT		5 042	(29)	5 013	5 317
IV. FRAIS D'EMISSION D'EMPRUNT A ETALER		1	-	1	-
V. ECARTS DE CONVERSION - ACTIF		0	-	0	-
TOTAL GENERAL (I + II + III)		103 562	(44 152)	59 410	57 969

BILAN PASSIF

En millions d'euros	Note	31/12/2018	31/12/2017
FONDS PROPRES			
Capital		270	270
Primes d'apport		1 695	1 695
Réserve spéciale (Loi du 28.12.59)		10	9
Réserve réglementée (Loi du 29.12.76)		8	8
Ecart de réévaluation		18	18
Réserve légale		27	27
Réserves spéciales		-	-
Réserves réglementées		27	27
Report à nouveau		1 212	1 116
Résultat de l'exercice		596	609
Subventions d'investissement reçues		76	87
Amortissements dérogatoires		1 370	1 255
Provisions réglementées		1 370	1 255
CAPITAUX PROPRES	19	5 265	5 077
Comptes spécifiques des concessions	20	36 026	35 385
I. TOTAL FONDS PROPRES		41 291	40 463
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES			
Provisions pour risques	21	387	273
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	22	8 867	8 929
Avantages du personnel	23	3 403	3 232
Autres charges	24	364	431
Provisions pour charges		12 634	12 593
II. TOTAL PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		13 021	12 866
DETTES			
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit		-	-
Autres emprunts		500	-
Autres dettes		25	23
Emprunts et Dettes financières	25	525	23
Avances et acomptes reçus	25	252	230
Fournisseurs et comptes rattachés		1 779	1 873
Dettes fiscales et sociales		1 330	1 305
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		934	916
Autres dettes		85	72
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	25	4 127	4 166
Produits constatés d'avance	25	193	220
III. TOTAL DETTES		5 097	4 640
IV. ECARTS DE CONVERSION - PASSIF		-	-
TOTAL GENERAL (I + II + III + IV)		59 410	57 969

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE

En millions d'euros

	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Opérations d'exploitation :		
Résultat avant impôt	992	1 153
Amortissements, provisions	2 971	2 803
(Plus) ou moins values de cessions	44	26
Elimination des (produits) et charges financières	1	(3)
Variation du besoin en fonds de roulement .	8	(25)
Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	11	13
<i>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</i>	4 026	3 967
Frais financiers nets dont dividendes reçus	1	3
Impôts sur le résultat payés	(365)	(604)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (A)	3 661	3 365
Opérations d'investissements :		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(3 980)	(3 678)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	10	10
Variation d'actifs financiers	1	400
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (B)	(3 969)	(3 268)
Opérations de financement :		
Emissions d'emprunts et convention de placements	500	-
Remboursements d'emprunts	-	-
Dividendes versés	(513)	(659)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	117	128
Subventions d'investissement reçues et divers	2	2
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (C)	106	(529)
Variation nette de la trésorerie (A)+(B)+(C)	(202)	(432)
		-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	1 948	2 380
Produits financiers sur disponibilités et équivalents	(0)	(0)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture *	1 746	1 948

* cf. note 18

ANNEXE AUX COMPTES ANNUELS

Note 1 - PRINCIPES ET METHODES COMPTABLES

Enedis, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance, a pour principal objet d'assurer en France Continentale les missions de développement, d'exploitation, de maintenance et d'entretien des réseaux publics de distribution d'électricité.

Enedis est consolidée selon la méthode de l'intégration globale par la société EDF SA qui détient la totalité de son capital.

1.1 REFERENTIEL COMPTABLE

Enedis présente ses comptes selon les principes et méthodes comptables applicables en France.

Le règlement n° 2018-01 du 20 avril 2018 concernant les changements de méthodes, changements d'estimation et corrections d'erreurs est applicable aux exercices ouverts à la date de publication du règlement, soit à la clôture du 31/12/2018. Il est sans incidence sur les comptes publiés à cette date.

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2017.

1.2 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

La préparation des états financiers conduit l'entreprise à faire des estimations et à retenir des hypothèses, susceptibles d'avoir un impact sur la valeur des éléments d'actif et de passif ainsi que des produits et charges enregistrés durant la période. En fonction de l'évolution de ces hypothèses ou des conditions économiques, les montants qui figureront dans les futurs états financiers pourraient être différents des estimations actuelles. Il en est notamment ainsi pour :

- la réconciliation temporelle ;
- la provision pour renouvellement et les provisions pour risques ;
- les avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi.

Les états financiers ont été arrêtés par le Directoire en date du 29 janvier 2019 et présentés au Conseil de Surveillance du 13 février 2019.

1.3 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'acheminement et des prestations de services associées, ainsi que par les prestations de raccordement au réseau facturées aux clients selon un barème établi par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) correspondant aux contributions définies par l'article L. 342-6 du Code de l'énergie.

La reconnaissance du revenu a lieu lors de la livraison de la prestation c'est-à-dire lorsque l'électricité a été acheminée jusqu'au point de livraison et à l'avis de mise en exploitation de l'ouvrage pour les raccordements.

Les quantités d'acheminement livrées non relevées non facturées (acheminement en compteur) sont estimées à partir :

- des quantités consommées par les sites desservis par Enedis ;
- des quantités facturées ;
- et d'une évaluation statistique des pertes (cf. Note 1.5).

L'évaluation de l'acheminement en compteur est faite sur la base d'un prix moyen ou du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) selon le segment de clients concerné.

L'acheminement est valorisé conformément aux modalités d'application du TURPE. Ce tarif est indépendant de la distance parcourue. Il varie en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie acheminée. Le TURPE

a vocation à refléter les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux, y compris une rémunération spécifique des investissements.

Conformément à la décision de la CRE du 17 novembre 2016, le tarif d'acheminement TURPE 5 HTA/BT est en vigueur depuis le 1^{er} août 2017. Ce tarif a été modifié par la CRE dans sa délibération du 28 juin 2018 et le nouveau tarif TURPE 5 bis HTA/BT s'applique à compter du 1^{er} août 2018. (cf note 2)

Ce tarif est ajusté automatiquement le 1^{er} août de chaque année, à la hausse ou à la baisse, en fonction de l'évolution de l'inflation, de l'apurement d'un Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP), dans une limite de plus ou moins 2% et depuis le TURPE 5 bis HTA/BT, de la prise en compte de l'impact de la modification du périmètre des capitaux propres régulés et de la révision du taux d'imposition sur les sociétés, sur la période 2018-2020.

Le CRCP est un mécanisme mis en place dans le cadre de TURPE 2, ayant vocation à mesurer et compenser, pour des postes préalablement identifiés de catégories de coûts et de recettes difficilement prévisibles ou maîtrisables, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondées les tarifs, pour autant que ces réalisations correspondent à celles d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ce compte, suivi de façon extra-comptable, s'apure par ajustement de la grille tarifaire lors des évolutions annuelles ultérieures.

Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières (bonus ou malus) résultant du mécanisme de régulation incitative.

1.4 ACHATS D'ENERGIE

Les achats d'énergie servent à compenser les pertes constatées sur le réseau de distribution. Conformément à l'article 14 de la deuxième directive européenne sur l'électricité du 26 juin 2003, les achats sont effectués essentiellement par appels d'offres auprès de fournisseurs qualifiés et par des souscriptions à l'ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique). Les contrats portant sur des produits de marché sont réalisés au travers d'enchères. Les contrats non encore dénoués sont comptabilisés en engagements hors bilan.

Afin d'équilibrer les besoins en matière de compensation des pertes à court terme et de limiter ainsi le coût des frais liés aux écarts facturés par RTE, des achats et des ventes sont réalisés, pour les livraisons du lendemain, sur le marché EPEX SPOT.

Dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE 5), la Commission de régulation de l'énergie a introduit une régulation incitative des charges liées à la compensation des pertes. En application de cette régulation, Enedis a mis en place des contrats de vente à prix fixe de livraison d'électricité et a souscrit des achats ARENH pour un volume équivalent. Ces contrats portant sur l'électricité en tant que produit énergétique de gros ne sont pas qualifiés d'instruments financiers à terme au sens de la réglementation comptable et seront comptabilisés lors de leur dénouement.

1.5 RECONCILIATION TEMPORELLE

Pour assurer l'équilibre du réseau électrique, le gestionnaire du réseau de transport RTE met en œuvre, sous le contrôle de la CRE, deux mécanismes :

- le mécanisme d'ajustement lui permettant de réserver des puissances en infra journalier sur des critères de préséance économique auprès d'acteurs d'ajustement sélectionnés ;
- le dispositif de Responsable d'Equilibre (RE) dont la finalité est de comptabiliser par acteur les bilans d'énergie en prévisionnel et en réalisé, et de financer le coût d'ajustement en pénalisant ces acteurs lorsque les défauts de prévision contribuent à activer les réserves d'ajustement.

Dans ce cadre, Enedis, en tant que gestionnaire du réseau de distribution, a pour mission :

- de communiquer à RTE les flux a posteriori par Responsable d'Equilibre sur le périmètre de son réseau ;
- d'être Responsable d'Equilibre pour ses pertes.

Dans l'exercice de cette mission, Enedis doit procéder à un certain nombre d'estimations en raison de l'absence de mesure directe et simultanée de l'ensemble de la consommation - notamment pour les particuliers équipés de compteurs « classiques » ne permettant pas la relève des index à distance - et de la non disponibilité de la mesure exacte des pertes du réseau de distribution.

Pour conjuguer règlement financier des écarts constatés et précision dans la répartition des flux par acteurs, les bilans par Responsable d'Equilibre sont réalisés comme suit :

- le processus « écarts » en M+1, M+3, M+12 qui s'appuie sur une modélisation des flux hebdomadaires d'énergie à pas demi-horaire au travers d'un modèle de profilage et d'un modèle de pertes ;
- le processus de réconciliation temporelle en M+26 qui permet de re-répartir entre acteurs, une fois les relevés disponibles, les énergies calculées sur une année et d'en déduire les niveaux de pertes.

Le processus de réconciliation temporelle (« Recotemp »), réalisé au terme d'une période de quatorze mois consécutifs à une période de référence de douze mois donnée, conduit à déterminer en octobre de l'année N un bilan énergétique, réputé exact en énergie au sens des règles de marché actuelles, sur la période juillet N-2/juin N-1 et, corrélativement, le niveau définitif de pertes sur cette période au sens de ces mêmes règles, donnant lieu à flux financiers entre RTE et Enedis et enregistrement comptable en achats de pertes.

Les comptes de l'année N comportent, en conséquence, les incidences :

- d'une part, du résultat définitif du processus Recotemp connu en octobre de l'année N en achats de pertes et la meilleure vision de l'acheminement en compteur de la manière exposée ci-dessous ;
- et d'autre part, de la meilleure estimation du résultat du processus Recotemp portant sur les périodes juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée) et juillet N/décembre N (Recotemp en cours), dont les résultats définitifs seront connus respectivement en octobre N+1 et en octobre N+2.

Du fait des différentes incertitudes liées au processus actuel de réconciliation temporelle, et des différents éléments qui ont un impact sur le taux de pertes (climat, production décentralisée, effets de « séparation des périodes » entre les périodes Recotemp), les impacts estimés relatifs aux processus Recotemp sont établis selon la méthode suivante :

- S'agissant du taux de pertes utilisé pour estimer les achats de pertes :
 - pour la période juillet N-1/juin N (Recotemp non clôturée), le taux de pertes prévisionnel « Recotemp » rapporté aux injections brutes sur le réseau correspond à la meilleure estimation du taux de pertes projeté par les responsables métier d'Enedis, à partir des premiers résultats de la réconciliation temporelle relative à la période juillet N-1/juin N ;
 - pour la période juillet N/juin N+1 (Recotemp en cours), et en l'absence, à fin décembre N, d'éléments d'analyse relatifs à cette période, le taux de pertes prévisionnel est défini comme étant égal à la moyenne pondérée par les volumes entre les deux dernières Recotemp clôturées et le taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée, rapporté aux consommations brutes. Ce taux prenant en compte la production décentralisée nette des refoulements est celui qui est désormais utilisé dans la modélisation des pertes.
- S'agissant de l'évaluation de l'acheminement en compteur, le taux de pertes utilisé est égal à la moyenne pondérée des taux de pertes des deux dernières Recotemp clôturées et du taux de pertes prévisionnel de la Recotemp non clôturée. Pour la période juillet N/juin N+1, le taux est rapporté aux consommations brutes comme pour l'estimation des achats de pertes.

Ce processus d'estimation conduit à ajuster le niveau des pertes et les volumes d'énergie acheminés non relevés en fin de période selon les modalités précédemment définies. Les ajustements sur les achats de pertes sont enregistrés en « Autres charges d'exploitation » et ceux relatifs à l'acheminement en « Chiffre d'Affaires ».

En application des modalités d'estimation retenues pour les pertes et l'acheminement en compteur décrites ci-avant, une variation de + / - 0.1% du taux de pertes de la Recotemp 14 relative à la période juillet 2017 – juin 2018, non clôturée au 31 décembre 2018, aurait un impact à la baisse (respectivement à la hausse) sur le résultat d'exploitation de l'ordre de 27 millions d'euros, dont 20 millions d'euros au titre des achats de pertes et 7millions d'euros au titre de l'acheminement en compteur.

1.6 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de frais de développement, des dépenses de numérisation de cartographie des réseaux en conformité avec les règlements en vigueur et des dépenses de qualification du matériel produit pour les besoins du projet Linky.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation

lorsque les critères d'inscription à l'actif sont remplis.

Les immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, globalement comprise entre 5 et 20 ans, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises, complété d'un amortissement dérogatoire des logiciels créés par la société amortis intégralement l'année de leur mise en service.

1.7 CONCESSIONS

Conformément au code de l'énergie et au code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est assurée principalement sous le régime de la concession de service public. A cet effet, les autorités concédantes (collectivités territoriales ou établissements publics de coopération) organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Enedis dessert ainsi 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

MODELES DE CONTRAT

Selon leur date de signature, les contrats de concession d'Enedis relèvent de différents modèles.

Modèle de contrat 1992

Le modèle de cahier des charges de concessions de 1992 a été négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies) et approuvé par les pouvoirs publics. Dans le cadre de ce modèle de contrat, Enedis a l'obligation de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement.

Modèle de contrat 2017

Le 21 décembre 2017, la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession qui modernise dans la durée la relation d'Enedis avec les autorités concédantes et marque l'attachement des parties aux principes du modèle concessif français de la distribution d'électricité : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale. La FNCCR et France urbaine, signataires de l'accord, représentent les autorités concédantes, en particulier les syndicats de communes, les grandes villes concédantes, les communautés et les métropoles lorsqu'elles exercent la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017. Les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet du nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date. Comme pour les contrats signés depuis 2011 (en dérogation du modèle de contrat de 1992), l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent désormais d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif se traduit principalement par un schéma directeur d'investissements correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans, correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur.

Les PPI comportent des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements font l'objet d'une évaluation financière pour la durée du programme.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI que les investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis n'auraient pas été réalisés pour le montant total de cet engagement, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

LES CONCESSIONS

Les concessions de distribution publique d'électricité exploitées par Enedis sont au nombre de 475 au 31 décembre 2018 (509 au 31 décembre 2017). Cette diminution est essentiellement due à des regroupements de concessions (adhésion d'une collectivité à un syndicat, regroupement de contrats détenus par des métropoles ou des communautés urbaines à l'occasion de leur renouvellement).

TRAITEMENT COMPTABLE

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques :

Actif - Immobilisations du domaine concédé

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est porté à l'actif du bilan quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par Enedis, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement.

La société :

- exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession ;
- assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau.

Les immobilisations corporelles construites ou acquises par Enedis sont évaluées au coût de production ou d'acquisition :

- La valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner.
- Le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté la société si elle les avait elle-même construits.

La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Le cas échéant, la valeur réévaluée a été déterminée conformément aux textes législatifs et réglementaires pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1er janvier 1977.

L'ensemble des valeurs immobilisées est amorti selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

Passif - Comptes spécifiques des concessions

Les passifs associés aux concessions se décomposent de la façon suivante :

- Droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés):
 - o Contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés, quelle que soit l'origine du financement) ;
 - o Déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire. Pour la part des ouvrages financée par le concessionnaire, une créance sur le concédant est ainsi constatée. Cette créance diminue au fur et à mesure de l'utilisation du bien.
- Droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) :
 - o Amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien ;
 - o Provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, elle est constituée sur la durée de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. A chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont

soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel d'amortissements et de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

1.8 IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE

L'essentiel des immobilisations corporelles du domaine propre est constitué des postes sources et des ouvrages nécessaires à leur exploitation (certains ouvrages des agences de conduite régionale notamment).

Ces immobilisations sont inscrites à l'actif du bilan à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production comme définis pour les immobilisations en domaine concédé (cf § 1.7), diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation.

1.9 MODES ET DUREES D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE ET DU DOMAINE CONCEDE

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité probable, complété d'un amortissement dérogatoire en mode dégressif pour les installations éligibles, principalement les postes sources et leurs transformateurs.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

Génie civil des postes	45 ans
Canalisations HTA et BT	40 ans ou 50 ans
Postes de transformation	30 ans ou 40 ans
Installations de comptage	20 à 30 ans (*)
Branchements	40 ans

(*) Certaines installations de comptage font actuellement l'objet d'un amortissement accéléré dans le cadre du programme Linky de remplacement des compteurs.

Selon une périodicité régulière, Enedis s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

1.10 IMMOBILISATIONS FINANCIERES

Les immobilisations financières sont principalement constituées :

- des placements financiers auprès d'EDF dans le cadre de la gestion centralisée de la trésorerie du Groupe et des intérêts courus attachés ;
- de titres de participation et prêts accordés aux filiales ;
- de prêts octroyés au personnel, notamment de prêts « accession à la propriété » accordés aux salariés jusqu'en octobre 2005 pour l'acquisition de leur résidence principale.

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

Pour certains titres non cotés, la valeur d'utilité est déterminée à partir des actifs nets ou d'autres éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.11 STOCKS

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- Les matières et matériels d'exploitation tels que les compteurs et les câbles évalués à leur coût d'acquisition ;
- Les en-cours de travaux ou de prestations de services, évalués au coût de production, sur des bases statistiques ;
- Les certificats de capacité détenus dans le cadre du mécanisme d'obligation de capacités électriques mis en place depuis 2017. Ils sont comptabilisés à leur coût d'acquisition.

Les consommations de stock sont valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

A la date d'arrêté, les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

Pour les encours de production, lorsque le prix de vente probable est inférieur au prix de revient, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

1.12 CREANCES D'EXPLOITATION

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'acheminement de l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'acheminement de l'énergie livrée non relevée et non facturée (dit « acheminement en compteur »).

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable.

Pour les clients finals ayant un contrat unique avec leur fournisseur d'énergie et suite à la décision du CoRDIS (Comité de Règlement des Différends et des Sanctions de la CRE) du 19 mars 2013, le risque d'impayé sur la part acheminement est supporté par les distributeurs. Ceci a conduit Enedis à constituer une provision pour couvrir la charge d'irrecouvrable au titre des consommations postérieures au 1^{er} janvier 2012. En ce qui concerne les clients finals ayant un contrat d'accès au réseau de distribution distinct, le risque d'impayé est porté par Enedis et le risque de non recouvrement des créances est apprécié individuellement.

Le risque de non recouvrement des créances sur travaux et prestations de raccordement est apprécié sur une base statistique issue de l'observation de l'historique des règlements.

1.13 PROVISIONS REGLEMENTEES

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :

- les amortissements dérogatoires des installations calculés selon le mode dégressif (sont principalement concernés les postes sources et leurs transformateurs) ;
- les amortissements dérogatoires sur l'exercice de la mise en service des logiciels créés par la société.

1.14 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

Une provision est comptabilisée par Enedis lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir des hypothèses retenues par l'entreprise et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans des cas extrêmement rares, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.15 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Electriques et Gazières (IEG), les agents d'Enedis bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, tarif agent, indemnités

de fin de carrière...) ainsi que d'avantages à long terme (médailles du travail...).

1.15.1 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail et maladies professionnelles et d'invalidité / décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la Loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés du Budget, de la Sécurité Sociale et de l'Energie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par Enedis au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO), auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

La CTA finançant les droits spécifiques « passés » relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004, Enedis ne comptabilise de ce fait qu'une provision pour engagement de retraite au titre des droits acquis à compter du 1^{er} janvier 2005.

Du fait du mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par Enedis au titre de ses engagements.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- Les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel, dit « tarif agent ». L'engagement d'Enedis à ce titre correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit, pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient pour Enedis, y compris la quote part supportée par Enedis de la soultte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie entre les Groupes EDF et Engie.
- Les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- Les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (Article 26 – paragraphe 5 du Statut National). Elles sont versées aux ayants droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- Les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- L'aide aux frais d'études : cet avantage familial extra statutaire a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants droit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins ;
- Le compte épargne jours retraite : les dispositions du régime Congé Epargne Jours Retraite (CEJR) s'appliquent aux nouveaux embauchés bénéficiaires du Statut National du personnel des IEG à compter du 1^{er} janvier 2009 qui ne bénéficient pas des bonifications de services conformément aux dispositions du décret du 22 janvier 2008. Ces salariés bénéficient chaque année de l'attribution de jours non travaillés proportionnellement à leur taux de service actif.

1.15.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les salariés en activité et comprennent :

- Les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. A l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- Les médailles du travail ;
- Les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.15.3 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de la méthode de référence définie à l'article 324-1 du Règlement 2014-03 de l'ANC relatif au Plan Comptable Général, l'entreprise comptabilise les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

L'intégralité des engagements fait l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme en tenant compte des conditions économiques et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes, conformément à l'article 324-1 du Règlement pré-cité :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir du taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10% du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision, sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus, correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Note 2 - EVENEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE

2.1 DEPLOIEMENT DU COMPTEUR LINKY

Au terme de la phase d'expérimentation, en juillet 2013, la décision de déploiement de compteurs communicants a été annoncée par le Gouvernement français dans le cadre du plan « investir pour la France », avec l'objectif d'équiper 90% du parc de comptage basse tension d'ici 2021. Le nouveau dispositif de comptage permet notamment au distributeur de relever les index et d'intervenir à distance, et au client de recevoir ses factures sur index réel et de mieux maîtriser sa consommation d'électricité via son suivi sur internet.

Le projet industriel Linky représente pour Enedis un investissement de l'ordre de 4 milliards d'euros sur la période 2014-2021.

Le projet bénéficie d'un cadre réglementaire stabilisé et sécurisé sur 20 ans, fixé dans la délibération de la CRE publiée au Journal officiel le 30 juillet 2014, et qui prévoit :

- Une rémunération spécifique assortie d'une régulation incitative sur les coûts, délais, qualité de service
- Un différé tarifaire jusqu'en 2021 à travers un « compte régulé de lissage », assorti d'une compensation des coûts de portage financier, et apuré totalement d'ici à 2030.

Après le lancement du déploiement généralisé au 1^{er} décembre 2015, Enedis a achevé début 2017, avec la pose de 3 millions de compteurs Linky, la première tranche du déploiement dans le respect des budgets prévus. Le déploiement s'est poursuivi dans le cadre de la deuxième tranche. A fin 2018, il avait démarré dans plus de 12 000 communes. Le parc de comptage Enedis est ainsi équipé de plus de 15,6 millions compteurs Linky et 354 000 concentrateurs sont installés dans les postes.

Le projet Linky respecte à date ses objectifs et Enedis, dans l'attente de la validation formelle des résultats courant 2019 par la CRE, anticipe un bonus au titre du bilan à fin 2018 de la régulation incitative attachée à Linky concernant les coûts et la qualité de service. A fin 2018, près de 13,7 millions de compteurs posés sont communicants (soit 36,7% du parc). Aucun objectif de taux de compteurs posés et communicants n'avait été spécifié par la CRE pour l'année 2018, le prochain jalon de déploiement fixé est de 46% du parc pour 2019.

Au 31 décembre 2018, 1,9 milliard d'euros ont été investis sur ce projet depuis 2014 (dont 792 millions d'euros sur l'exercice 2018).

2.2 EVOLUTIONS TARIFAIRES

Les sociétés Enedis et EDF, le ministre chargé de l'énergie et la fédération CFE-CFC Energies ont demandé au Conseil d'Etat l'annulation du TURPE 5 HTA-BT fixé par la Commission de régulation de l'énergie dans ses délibérations du 17 novembre 2016 et 19 janvier 2017.

Par une décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat a annulé le TURPE 5 HTA-BT au motif que la CRE n'a pas appliqué, pour la détermination du coût du capital investi, le taux sans risque pour la fraction non encore amortie des actifs pour leur part financée, au moment de leur renouvellement effectif, par la reprise de provisions pour renouvellement constituées lors de la période tarifaire couverte par TURPE 2 ainsi que des actifs remis par les concédants au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire et pour cette même fraction.

Aucun des autres éléments du TURPE 5 n'a été remis en cause.

Le 28 juin 2018, la CRE a adopté une délibération portant décision sur un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dit « TURPE 5 bis HTA-BT » entrant en vigueur au 1^{er} août 2018, date de disparition du précédent tarif TURPE 5 HTA-BT. Pour la période allant du 1^{er} août 2017 à cette date, les effets de l'ancien tarif qui a été appliqué sont définitifs.

La prise en compte de l'augmentation des capitaux propres régulés en application de la décision du Conseil d'Etat et de l'évolution attendue du taux d'imposition sur les sociétés a conduit à une augmentation au 1^{er}

août 2018 de +0.06% qui, combinée à la prise en compte de l'inflation et de la régularisation du CRCP, se traduit par une indexation moyenne de -0.21%.

Dans le cadre du TURPE 5 bis HTA/BT, la rémunération financière d'Enedis résulte de la somme de la rémunération sur actifs gérés (rémunérés à 2,5%) et de la rémunération des capitaux propres régulés (rémunérés à 4,0%).

Par ailleurs la CRE, dans sa délibération du 7 juin 2018, a introduit une nouvelle formule tarifaire à destination des utilisateurs raccordés au réseau basse tension participant à une opération d'autoconsommation collective, le tarif applicable aux consommateurs individuels restant inchangé.

2.3 CONTRATS DE CONCESSION

A la suite de l'accord sur un nouveau modèle de contrat de concession conclu fin 2017 avec la FNCCR, France urbaine et EDF, les négociations en vue du renouvellement des contrats de concession se sont accélérées dans les territoires au cours de l'année 2018. Au total, au 31 décembre 2018, près de soixante contrats ont été renouvelés selon le nouveau modèle de contrat validé en décembre 2017, dans le cadre de projets de territoires avec une métropole, des communautés urbaines, des syndicats - pour la plupart départementaux - et des communes.

Conformément à l'accord conclu avec la FNCCR, France urbaine et EDF, l'objectif est de poursuivre les négociations avec les autorités concédantes afin de renouveler l'ensemble des contrats signés selon l'ancien modèle de contrat d'ici à 2021.

2.4 FONDS DE PEREQUATION D'ELECTRICITE

Le Fonds de Péréquation d'Electricité (FPE), prévu aux articles L. 121-29 et suivants du Code de l'énergie, est un mécanisme de péréquation entre gestionnaires de réseaux d'électricité mis en place en raison de l'existence d'un unique tarif d'utilisation du réseau public d'électricité calculé à partir des coûts d'Enedis.

Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE à partir de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseaux. Dans le cadre de ces mécanismes, Enedis est amenée à verser des contributions au FPE.

Le ministre chargé de l'énergie arrête, après avis du conseil de la péréquation des charges de la distribution d'électricité, les valeurs des coefficients servant au calcul de la péréquation forfaitaire, ainsi que les montants des dotations et des contributions correspondants.

Deux entreprises locales de distribution, Gérédis Deux-Sèvres et SRD, gestionnaire des réseaux de distribution respectivement dans le département des Deux-Sèvres et de la Vienne, ont contesté auprès du Conseil d'Etat les arrêtés ministériels qui fixaient les coefficients à appliquer pour le fonds de péréquation pour les années 2012 à 2015.

Dans sa décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat a annulé les arrêtés rectificatifs du 15 juillet 2016 qui fixaient les coefficients à appliquer d'une part pour les années 2012 à 2014 et d'autre part pour l'année 2015, au motif que les auteurs des arrêtés contestés avaient commis une erreur de droit sur les modalités de calcul des coefficients de la formule de péréquation.

Le Conseil d'Etat a enjoint au gouvernement de prendre, dans le délai de six mois à compter de la notification de sa décision, de nouveaux arrêtés fixant les valeurs des coefficients. A ce jour, aucun arrêté consécutif à cette décision n'a été pris.

Les arrêtés pour les années 2016, 2017 et 2018 relatifs à la péréquation forfaitaire n'ont pas encore été publiés.

Cependant, suite à un échange en janvier 2019 avec la Direction Générale de l'Energie et du Climat, Enedis a obtenu des informations sur les scénarii envisagés par cette dernière pour fonder son calcul des coefficients de la formule de péréquation.

En conséquence, Enedis a constitué une provision pour risques au titre du FPE au 31 décembre 2018 sur la base du scénario qu'il juge comme étant le plus probable.

2.5 EVENEMENTS CLIMATIQUES

L'année 2018 a, une nouvelle fois, été particulièrement impactée par des évènements climatiques significatifs (tempête Eléonor, orages, épisodes de neige collante et de très forte canicule,...), générant des surcoûts pour remettre en service, réparer et consolider le réseau (soit 36 millions d'euros en 2018). Le dispositif de gestion de crise et la mobilisation de la FIRE (déclenchée à 5 reprises) ont permis à Enedis de faire face à ces circonstances exceptionnelles et de ré-alimenter la clientèle dans les meilleurs délais..

2.6 COLONNES MONTANTES ELECTRIQUES DANS LE CADRE DE LA LOI PORTANT EVOLUTION DU LOGEMENT, DE L'AMENAGEMENT ET DU NUMERIQUE

Les colonnes montantes électriques sont les ouvrages électriques qui acheminent l'électricité entre le réseau public de distribution d'électricité (aval du coupe-circuit principal) et les compteurs individuels des différents consommateurs ou producteurs situés au sein d'un même immeuble ou de bâtiments séparés construits sur une même parcelle cadastrale.

L'article 176 de la loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique, clarifie le régime juridique de ces ouvrages électriques.

Les colonnes montantes électriques hors concession mises en service avant la publication de la loi appartiennent au Réseau Public de Distribution d'électricité (RPD), à l'issue d'un délai de deux ans, pendant lequel les propriétaires ou copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages peuvent :

- notifier à Enedis l'acceptation du transfert définitif au RPD desdits ouvrages, qui prend alors effet à compter de la notification. Le transfert est effectué à titre gratuit, sans contrepartie pour le gestionnaire de réseau ;
- revendiquer la propriété de ces ouvrages, sauf si Enedis ou l'autorité concédante apporte la preuve que lesdits ouvrages appartiennent déjà au RPD.

Les colonnes montantes électriques mises en service à compter de la publication de la loi appartiennent au RPD.

Enedis n'est tenue à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des colonnes montantes électriques ainsi transférées au RPD.

Au 31 décembre 2018, le nombre de notifications de propriétaires ou copropriétaires est non significatif.

2.7 INVENTAIRE DETAILLE ET LOCALISE DES COMPTEURS ET DES OUVRAGES COLLECTIFS DE BRANCHEMENT

L'article 153 de la Loi sur la Transition Energétique et pour la Croissance Verte (LTCV) du 17 août 2015 édicte, pour les gestionnaires de réseaux, une obligation de fournir, à la demande, aux autorités concédantes, un inventaire détaillé et localisé des ouvrages de distribution d'électricité.

Afin de répondre à cette obligation, Enedis a lancé depuis 2016 un projet d'inventaire détaillé et localisé des ouvrages de branchement, Enedis étant déjà en capacité de répondre à cette obligation pour les principales autres natures d'ouvrages.

Les branchements en basse tension ont pour fonction d'assurer la liaison entre le point de raccordement au réseau et le point de livraison de l'utilisateur final. Ils correspondent à des biens historiquement non localisés et peu détaillés dans les systèmes d'information d'Enedis.

S'appuyant sur la norme NF C14-100 relative à un branchement électrique, l'objectif d'Enedis est de différencier les cinq composants suivants:

- Les liaisons réseaux incluant un organe de coupure ;
- Les dérivations individuelles incluant les panneaux de contrôle ;
- Les ouvrages collectifs de branchements (communément appelés colonnes montantes) ;
- Les compteurs ;
- Les disjoncteurs.

Les premières étapes du projet concernent les ouvrages collectifs et les compteurs.

Pour les compteurs Linky, l'inventaire détaillé et localisé a été mis en œuvre dès le démarrage du projet Linky et est mis à jour au fur et à mesure du déploiement de ces matériels.

En 2018, Enedis a finalisé le dénombrement des matériels de comptage du marché d'affaires et des ouvrages collectifs de branchements en concession.

Le résultat de ce dénombrement est sans impact significatif dans les comptes d'Enedis au 31 décembre 2018.

Les travaux se poursuivent pour les autres composants des branchements.

Note 3 - CHIFFRE D'AFFAIRES NET

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

En millions d'euros	2018	2017
Ventes d'acheminement (1)	13 278	12 918
Ventes de services liés à l'acheminement (2)	184	194
Autres ventes de services (3)	933	956
Autres ventes de biens	17	16
Chiffre d'affaires	14 413	14 083

- (1) Le chiffre d'affaires acheminement augmente notamment du fait de l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 5 de + 2,71% au 1^{er} août 2017 et de -0,21% au 1^{er} août 2018 (cf. note 2). Le chiffre d'affaires 2017 était diminué de 152 millions d'euros, correspondant à la rétrocession à EDF SEI, sans équivalent en 2018 ; les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées étant désormais intégrées dans le mécanisme du FPE.
- (2) Les services liés à l'acheminement sont constitués principalement des prestations figurant au catalogue des prestations, validé par la CRE.
- (3) Ce montant comprend notamment 709 millions d'euros de contributions de raccordement au réseau électrique en 2018 (672 millions d'euros en 2017).

Note 4 - PRODUCTION IMMOBILISÉE

En millions d'euros	2018	2017
Matériel	1 062	1 004
Main d'œuvre	608	575
Production immobilisée	1 670	1 579

Les dépenses de construction des immobilisations sont constituées à hauteur de 42% par la production immobilisée et à hauteur de 58% par des dépenses d'achats et de prestations externes.

Note 5 - REPRISES SUR AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS

En millions d'euros	2018	2017
Reprise de provision pour risques	32	9
Reprise de provisions pour charges	690	601
<i>Pensions et obligations assimilées</i>	319	283
<i>Renouvellement du domaine concédé</i>	109	91
<i>Autres provisions pour charges (1)</i>	262	228
Reprise d'amortissement du domaine concédé	11	11
Reprise de dotation pour dépréciation	18	17
Reprises sur amortissements et provisions	751	637

- (1) Cette rubrique comprend notamment :
- la reprise de provision pour l'abondement au titre de l'intéressement 2017 pour un montant de 49 millions d'euros (51 millions d'euros en 2017).
 - la reprise de provision relative au risque d'irrécouvrabilité sur la part acheminement des facturations aux fournisseurs d'énergie pour 138 millions d'euros (106 millions d'euros en 2017).

Note 6 - CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS

En millions d'euros	2018	2017
Achats de services (1)	(5 911)	(5 658)
Achats d'énergie (2)	(1 009)	(999)
Achats consommés de biens (3)	(1 218)	(1 167)
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	(8 137)	(7 824)

(1) Les achats de services comprennent :

- les redevances d'accès au réseau de transport pour 3 633 millions d'euros (3 510 millions d'euros en 2017)
- les redevances R1, R2 et RODP pour un montant de 242 millions d'euros (241 millions d'euros en 2017)
- la contribution au Fonds de Péréquation de l'Electricité pour un montant de 205 millions d'euros (55 millions en 2017), le FPE couvrant à compter de 2018 les charges liées à la gestion des réseaux dans les zones non interconnectées.

(2) Les achats d'énergie correspondent aux achats d'électricité pour couvrir les pertes constatées sur le réseau de distribution publique et intègrent la consommation de certificats de capacité.

(3) En 2018, cette rubrique comprend essentiellement des achats de matériels d'interface clientèle et de câbles électriques.

Note 7 - IMPOTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS

En millions d'euros	2018	2017
Impôts et taxes liés à l'énergie (1)	(353)	(354)
Contribution Economique et Territoriale et Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (2)	(251)	(243)
Impôts et taxes sur rémunérations	(78)	(77)
Taxes foncières	(41)	(38)
Autres impôts et taxes	(42)	(41)
Impôts, taxes et versements assimilés	(765)	(752)

(1) Correspond à la contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification.

(2) Dont 162 millions d'euros concernant la Contribution Economique Territoriale (159 millions d'euros en 2017) et 89 millions d'euros concernant l'Imposition Forfaitaire sur les Transformateurs (84 millions d'euros en 2017).

Note 8 - CHARGES DE PERSONNEL

Salaires et charges

En millions d'euros	2018	2017
Salaires et traitements	(1 760)	(1 748)
Charges sociales	(990)	(970)
Charges de personnel	(2 750)	(2 719)

Les salaires et traitements comprennent principalement :

- une partie « rémunérations principales » pour un montant de 1 381 millions d'euros en 2018 (1 366 millions d'euros en 2017);
- une partie « rémunérations complémentaires » s'élevant à 319 millions d'euros en 2018 (326 millions d'euros en 2017).

Les charges sociales sont principalement composées des cotisations CNIEG pour un montant de 502 millions d'euros en 2018 (469 millions d'euros en 2017) ainsi que de cotisations URSSAF s'élevant à 351 millions d'euros en 2018 (362 millions d'euros en 2017).

Effectifs au 31 décembre 2018

	2018			2017
	Statut IEG	Autres (1)	Total	Total
Cadres	5 939	164	6 103	5 961
Executions, Agents de maîtrise et Techniciens	30 346	2 242	32 588	32 927
Effectifs	36 285	2 406	38 691	38 888

(1) Dont 1 163 personnes en contrat d'apprentissage et 612 personnes en contrat de professionnalisation.

Les effectifs représentent le nombre d'agents d'Enedis y compris les agents mixtes rapportés à la part électricité.

Effectifs moyens payés en 2018

	2018			2017
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Effectifs moyens payés	35 692	2 310	38 003	38 001

Note 9 - DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	2018	2017
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	(260)	(219)
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles	(2 363)	(2 261)
Domaine propre	(428)	(398)
Domaine concédé (*)	(1 935)	(1 864)
Dotations aux amortissements	(2 623)	(2 480)

(*) En 2018, cette rubrique comprend un impact de 33 millions d'euros au titre de l'accélération de l'amortissement des compteurs de puissance inférieure à 36 kVA, dans le cadre du déploiement des compteurs Linky.

Note 10 - DOTATIONS AUX PROVISIONS

En millions d'euros	2018	2017
Provisions pour risques	(147)	(18)
Pensions et obligations assimilées (1)	(374)	(401)
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	(147)	(136)
Autres provisions pour charges (2)	(195)	(243)
Provisions pour charges	(717)	(780)
Provisions pour dépréciation	(21)	(19)
Dotations aux provisions	(885)	(817)

(1) Cette rubrique concerne principalement les avantages postérieurs à l'emploi pour 371 millions d'euros en 2018 et en 2017

(2) Figurent notamment dans cette rubrique ;

- les provisions relatives au risque d'irrecouvrabilité sur la part acheminement des facturations des fournisseurs d'énergie pour 103 millions d'euros en 2018 (144 millions d'euros en 2017) ;
- la provision pour abondement au titre de l'intéressement 2018 pour un montant de 49 millions d'euros (50 millions d'euros en 2017).

Note 11 - AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION

En millions d'euros	2018	2017
Autres charges d'exploitation	(586)	(522)

Les autres charges d'exploitation comprennent notamment :

- 185 millions d'euros concernant la charge au titre de l'avantage en nature énergie en 2018 (161 millions d'euros en 2017) ;
- 91 millions d'euros au titre de la part acheminement des créances irrécouvrables des fournisseurs d'énergie en 2018 (94 millions d'euros en 2017) ;
- 94 millions d'euros au titre des ajustements liés à la réconciliation temporelle sur les achats de pertes en 2018 (71 millions d'euros en 2017) ;
- 62 millions d'euros au titre des indemnités de coupure versées aux clients en 2018 (66 millions d'euros en 2017) ;
- 59 millions d'euros correspondant à la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut en 2018 (54 millions d'euros en 2017).

Note 12 - RESULTAT FINANCIER

En millions d'euros	2018	2017
Charges sur passifs financiers long terme	(4)	-
Produits des créances financières long terme	-	-
Produits des créances financières court terme	-	-
Frais financiers nets	(4)	-
Autres produits financiers	3	3
Dotations aux amortissements et provisions (1)	(119)	(115)
Reprises de provisions (2)	5	5
Autres produits et charges financiers	(110)	(108)
Résultat financier	(115)	(108)

(1) Cette rubrique concerne les charges d'actualisation des provisions pour avantages du personnel qui s'élèvent à 119 millions d'euros (115 millions d'euros en 2017).

(2) Ces reprises sont liées pour la quasi-totalité aux produits financiers (rendement attendu des actifs de couverture) obtenus au titre des fonds externalisés relatifs aux indemnités de fin de carrière.

Note 13 - RESULTAT EXCEPTIONNEL

En millions d'euros	2018	2017
Produits exceptionnels sur opérations en capital	21	18
Reprises sur provisions et transferts de charges	212	177
Total des produits exceptionnels	234	195
Charges exceptionnelles sur opération en capital	(4)	(2)
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions	(327)	(221)
Total des charges exceptionnelles	(331)	(223)
Résultat exceptionnel	(97)	(28)

Seules les opérations nettement déconnectées de l'exploitation sont présentées en résultat exceptionnel.

Au 31 Décembre 2018, le résultat exceptionnel représente une charge nette de 97 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +212 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +12 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (327) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et des ventes de véhicules : +5 millions d'euros.

Au 31 Décembre 2017, le résultat exceptionnel représente une charge nette de 28 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- reprises sur amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : +177 millions d'euros ;
- quote-part des subventions d'investissement virée au résultat : +9 millions d'euros ;
- dotations aux amortissements dérogatoires sur immobilisations incorporelles et sur immobilisations corporelles du domaine propre : (221) millions d'euros ;
- résultat des cessions immobilières et des ventes de véhicules : +6 millions d'euros.

Note 14 - IMPOTS SUR LES BENEFICES

14.1 IMPOT SUR LES SOCIETES EXIGIBLE

Filiale à 100% d'EDF SA, la société Enedis fait partie du périmètre d'intégration fiscale du groupe EDF. La convention d'intégration fiscale en vigueur au sein du groupe EDF mentionne que l'impôt supporté par Enedis correspond à l'impôt que la société aurait supporté, déduction faite de l'ensemble des droits à imputation, en l'absence d'intégration fiscale. L'impôt s'entend également des contributions et majorations applicables à l'impôt sur les sociétés.

Au titre de l'année 2018, Enedis enregistre un résultat fiscal bénéficiaire de 1 317 millions d'euros soit une charge d'impôt sur les sociétés de 396 millions d'euros correspondant à l'impôt sur le résultat de ses activités opérationnelles de 454 millions d'euros diminué des crédits d'impôts pour 58 millions d'euros.

Le produit de Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi (CICE) constaté dans les comptes s'élève à 52 millions d'euros. Les sommes perçues au cours de l'exercice au titre du CICE de l'exercice précédent ont été affectées au financement des efforts de la société en matière de recherche notamment dans le contexte de la transition énergétique.

14.2 SITUATION FISCALE DIFFEREE OU LATENTE

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes sociaux.

Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits.

Les impôts différés actif traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale.

Les impôts différés passif traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts et les impôts différés et latents évoluent comme suit :

En millions d'euros	2018	2017	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles	(3 183)	(2 870)	(313)
- Avantages du personnel postérieurs à l'emploi	(2 959)	(2 766)	(194)
- Autres	(224)	(104)	(119)
- Subventions reçues	(73)	(79)	6
- Contribution sociale de solidarité des entreprises	(24)	(23)	(1)
- Autres			-
Total actif d'impôt au taux normal (impact résultat)	(3 280)	(2 972)	(308)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			-
Total passif d'impôt au taux normal			-
Situation fiscale différée	(3 280)	(2 972)	(308)
Allègement de la dette future d'impôt au taux de droit commun	(907)	(851)	(56)

Le montant d'allègement de la dette future d'impôt tient compte de la réduction progressive du taux d'imposition prévue de 32,02% en 2018 à 25,82% en 2022. En 2017, le taux prévu était de 34,43%.

Note 15 - VALEURS BRUTES, AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

En millions d'euros	Valeur brute au 31/12/2017	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2018
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	970	310	(99)	1 182
Autres (1)	739	97	-	837
SOUS-TOTAL	1 710	407	(99)	2 018
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	109	12	(2)	119
Constructions	1 694	147	(13)	1 827
Installations techniques, matériels et outillages industriels	7 354	457	(198)	7 613
Autres immobilisations corporelles	1 058	105	(46)	1 117
SOUS-TOTAL	10 214	722	(260)	10 676
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	7	-	-	7
Constructions	683	2	(8)	677
Installations techniques, matériels et outillages industriels	80 346	3 695	(630)	83 411
Autres immobilisations corporelles	25	2	(1)	26
SOUS-TOTAL(2)	81 062	3 698	(639)	84 121
IMMOBILISATIONS EN COURS				
Immobilisations incorporelles	200	339	(416)	123
Immobilisations corporelles	1 448	3 659	(3 561)	1 546
Avances et acomptes versés sur commandes	-	-	-	-
SOUS-TOTAL	1 648	3 998	(3 977)	1 669
TOTAL GENERAL	94 634	8 825	(4 975)	98 484

(1) Dont 653 millions d'euros au 31 décembre 2018 relatifs à la cartographie numérisée (575 millions d'euros au 31 décembre 2017).

(2) Les augmentations sont constituées de 2 993 millions d'euros d'investissements Enedis et de 705 millions d'euros au titre des remises d'ouvrages par les concédants ou les tiers.

En millions d'euros

En millions d'euros	Amortissements cumulés au 31/12/2017	Augmentation	Diminution	Amortissements cumulés au 31/12/2018
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES				
Logiciels	(325)	(196)	99	(422)
Autres	(401)	(64)	-	(466)
SOUS-TOTAL	(726)	(260)	99	(888)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE				
Terrains et agencements	(3)	(1)	1	(4)
Constructions	(723)	(62)	10	(775)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(4 375)	(287)	74	(4 588)
Autres immobilisations corporelles	(715)	(98)	46	(767)
SOUS-TOTAL	(5 817)	(448)	131	(6 134)
IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE CONCEDE				
Terrains et agencements	-	-	-	-
Constructions	(549)	(7)	6	(550)
Installations techniques, matériels et outillages industriels	(34 904)	(2 164)	540	(36 527)
Autres immobilisations corporelles	(19)	-	1	(18)
SOUS-TOTAL	(35 472)	(2 173)	547	(37 098)
TOTAL GENERAL	(42 014)	(2 881)	777	(44 119)

Note 16 - FILIALES ET PARTICIPATIONS

En millions d'euros	Informations financières 2017			
	Capital	Capitaux propres autres que le capital	Quote part du capital detenu (en%)	Résultat (bénéfices ou pertes)
1 - Filiales (détenues à + de 50%)				
<u>Enedis SIC</u> SIRET : 789 459 427 00025 Tour Enedis 34, place des Corolles 92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX	0,1	0,2	100%	0,2
<u>Enedis-D(1)</u> SIRET : 793 467 366 00027 Tour Enedis 34, place des Corolles 92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX	1,7	(0,6)	100%	0,2
2 - Participations (détenues entre 10 et 50%)				
<u>DECLARANET</u> SIRET : 502 362 981 00016 109-111, rue Victor Hugo 92300 LEVALLOIS PERRET	7,3	(1,1)	20%	1,6
<u>E FLUID SAS (2)</u> SIREN 788 876 522 2, place du Pontiffroy 57000 METZ	6,4	27,6	30%	9,9
<u>GIREVE</u> SIREN 794 519 645 31, rue Lammenais 92370 CHAVILLE	3,0	(1,9)	13,3%	(0,5)
3 - Participations (détenues entre 1 et 10%)				
<u>CITE DE L'OBJET CONNECTE</u> 7, rue du Bon Puits 49 480 ST SYLVAIN D'ANJOU	1,6	(1,8)	3%	(0,8)

- (1) L'activité d'Enedis-D consiste en France et en dehors du périmètre des réseaux publics de distribution gérés par Enedis, en la gestion, l'exploitation ou l'assistance à la maîtrise d'ouvrage de réseaux d'électricité, ainsi qu'en la valorisation des réseaux gérés et des compétences.
- (2) La société E-Fluid, filiale d'UEM créée en 2012 assure le développement du progiciel intégré de gestion de la relation client et socle du système Ginko, adopté par Enedis pour répondre aux enjeux clients et fournisseurs sur le marché grand public et professionnels.

En millions d'euros	Filiales Françaises	Participations	
		Françaises	Etrangères
Valeur comptable des titres détenus			
- brute :	1,8	28,9	Non significatif
- nette :	1,2	25,8	
Montant des prêts et avances accordés	-	0,6	
Montant des cautions et avals donnés	-	-	
Montant des dividendes encaissés	0,2	3	

Note 17 - IMMOBILISATIONS FINANCIERES ET CREANCES

En millions d'euros			Échéances		
CREANCES	Montant brut au 31/12/2017	Montant brut au 31/12/2018	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
CREANCES DE L'ACTIF IMMOBILISE					
Participations et créances rattachées	31	31			31
Prêts (1)	2	2	-	1	1
Autres immobilisations financières	3	3	-	-	2
Sous-total	36	35	1	1	33
CREANCES DE L'ACTIF CIRCULANT					
Avances et acomptes versés sur commandes	37	45	45	-	-
Créances d'exploitation	-	-			
Créances clients et comptes rattachés	-	-	-	-	-
- Factures établies (2)	1 176	1 238	1 238	-	-
- Factures à établir (3)	1 514	1 280	1 280	-	-
Compte courant avec EDF SA	1 943	1 742	1 742	-	-
Autres créances d'exploitation (4)	468	478	478	-	-
Sous-total	5 101	4 737	4 737	-	-
Charges constatées d'avance	23	21	21	-	-
TOTAL	5 197	4 837	4 803	1	33

- (1) Dont 1 million d'euros lié aux prêts aux agents dans le cadre de l'accèsion à la propriété.
- (2) Correspondent pour l'essentiel aux factures d'acheminement ainsi qu'aux facturations des raccordements.
- (3) Concernent principalement les créances relatives à l'acheminement livré relevé non facturé ainsi qu'à l'acheminement livré non relevé non facturé (acheminement en compteur).
- (4) Les autres créances d'exploitation sont majoritairement relatives à la TVA et aux acomptes d'impôts sur les sociétés

Relations avec GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour.

En juillet 2014, Enedis et GRDF ont signé un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités mixtes de relevé de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptages. À ce jour, Enedis a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à l'échelle locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité.

En mars 2018, Enedis et GRDF ont décidé de réorganiser une partie de leurs activités communes en créant deux entités mixtes : l'une, regroupant les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre, l'opérateur Informatique et Télécom regroupant toutes les activités de téléphonie et de bureautique. La mise en place de ces deux entités mixtes, en plus de celles déjà existantes, prend effet au 1er janvier 2019.

Les activités supports des domaines Véhicules et Engins, Contentieux et Assurance, Formation et Recrutement, et Achats tertiaires jusqu'alors mixtes sont reprises en propre par chacune des deux sociétés.

Par ailleurs, les deux sociétés ont signé le 9 janvier 2008 une convention de compte courant qui enregistre les flux relatifs aux opérations effectuées dans le cadre de la mise en commun des moyens au sein du service commun. Ce compte courant présente un solde débiteur de 11,2 millions d'euros à fin 2018.

Note 18 - TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE

La réconciliation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie se présente de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2018	31/12/2017	Variation
Disponibilités	5	5	-
Avances de trésorerie - Compte courant EDF / Enedis inclus dans le poste "Autres créances d'exploitation" au bilan	1 742	1 943	- 202
"Trésorerie et équivalents de trésorerie " au TFT	1 746	1 948	- 202
Variation nette de la trésorerie du tableau de flux de trésorerie			- 202

Note 19 - VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau	Résultat de l'exercice	Subventions d'investis- sement reçues	Provisions réglemen- tées	Total capitaux propres
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2016	270	1 740	989	786	91	1 212	5 088
Distribution de dividendes			(659)				(659)
Affectation du résultat 2016			786	(786)			
Résultat 2017				609			609
Autres variations					(4)	43	39
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2017	270	1 740	1 116	609	87	1 255	5 078
Distribution de dividendes			(513)				(513)
Affectation du résultat 2017			609	(609)			
Résultat 2018				596			596
Autres variations					(10)	115	104
SITUATION AU 31 DECEMBRE 2018	270	1 740	1 212	596	76	1 370	5 265

Le capital social se décompose en 540 074 000 actions d'un nominal de 0,50 euro.

En 2018, l'augmentation de 187 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (513) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 8 juin 2018 statuant sur les comptes de l'exercice 2017 ;
- 596 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2018 ;
- (10) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 115 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

En 2017, la diminution de 11 millions d'euros des capitaux propres se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (659) millions d'euros au titre de la distribution de dividendes décidée par l'Assemblée Générale Ordinaire du 2 juin 2017 statuant sur les comptes de l'exercice 2016 ;
- 609 millions d'euros correspondants au bénéfice à fin décembre 2017 ;
- (4) millions d'euros au titre des subventions d'investissement reçues ;
- 43 millions d'euros au titre des provisions réglementées.

Note 20 - COMPTES SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS

	31/12/2017	Augmentations	Diminutions (4)	Dépréciations et amortissements (5)	Affectations	31/12/2018
Contrevaleur des biens(1)	45 624	3 395	(102)	(2 173)	315	47 060
Écarts de réévaluation	1	-	-	-	-	1
Financement du concessionnaire non amorti (2) (3)	(22 910)	(2 677)	56	1 174	-	(24 357)
Amortissement du financement du concédant	12 650	-	(11)	761	(127)	13 272
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	20	117	-	-	(88)	49
Total des comptes spécifiques de concessions	35 385	836	(57)	(238)	100	36 026

- (1) Les augmentations sont liées principalement aux mises en service et les diminutions aux mises au rebut. Les affectations sont relatives à la provision pour renouvellement et à l'amortissement du financement des concédants, affectés en droit du concédant à l'occasion des renouvellements.
- (2) Les augmentations concernent des mises en service financées par Enedis (montant des financements après affectation de la provision pour renouvellement et de l'amortissement du droit du concédant) et les diminutions des mises au rebut.
- (3) En application des principes explicités en note 1, le financement du concessionnaire correspond au financement effectivement décaissé par le concessionnaire, diminué des montants affectés en droit du concédant lors du renouvellement et alors considérés comme des financements du concédant.
- (4) Les diminutions correspondent aux mises au rebut sans renouvellement (amortissements repris en résultat), les affectations correspondent aux mises au rebut dans le cadre d'un renouvellement.
- (5) Les amortissements du financement du concessionnaire (1 174 millions d'euros) et du financement du concédant (761 millions d'euros) ont leur contrepartie pour 1 935 millions d'euros en dotations aux amortissements. L'amortissement de la contrevaleur des biens à hauteur de 2 173 millions (écarts de réévaluation inclus) trouve sa contrepartie dans l'augmentation des amortissements des immobilisations concédées.

Note 21 - PROVISIONS POUR RISQUES

	31/12/2017	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2018
		Exploitation	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Sans objet		
En millions d'euros							
Provisions pour risques	273	147	-	(9)	(24)	-	387

Les provisions pour risques concernent notamment des contentieux avec des producteurs photovoltaïques.

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF de l'électricité qu'elles produisent, les modalités de cette obligation d'achat étant déterminées par voie réglementaire dans un cadre réglementaire incitatif. Le Gouvernement a décidé, par décret du 9 décembre 2010 (« le décret moratoire »), la suspension de la conclusion de nouveaux contrats sous obligation d'achat pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers n'ayant pas été acceptés avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité. La perspective de ces différentes évolutions tarifaires, anticipées par la filière photovoltaïque, a conduit, notamment en août 2010, à un afflux considérable de demandes de raccordement dans les unités d'Enedis. Malgré les mesures significatives mises en œuvre pour traiter ces dossiers, Enedis n'a pas toujours été en mesure de délivrer les propositions techniques et financières pour le raccordement au réseau de distribution des installations de production photovoltaïque dans le délai de trois mois auquel elle était tenue. Les producteurs prétendent que ce retard pris par Enedis les a empêchés de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'entrée en vigueur du décret moratoire.

L'arrêt rendu par le Conseil d'Etat le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'Enedis. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation avec les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité étant moins favorables que précédemment ; ceux-ci considèrent que cette situation est imputable à Enedis, au motif que cette dernière n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement de leurs installations dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat antérieures plus avantageuses.

La prescription est atteinte depuis le 4 mars 2016.

Le 20 septembre 2016, la Cour d'appel de Versailles a posé à la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) une question préjudicielle relative à la conformité des arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 au droit européen des aides d'État et décidé de sursoir à statuer. Dans son ordonnance du 15 mars 2017, la CJUE confirme d'une part, que l'obligation d'achat photovoltaïque constitue une « intervention de l'Etat ou aux moyens de ressources d'Etat », ce qui constitue l'un des 4 critères permettant de qualifier une aide d'Etat, et d'autre part, qu'est illégale une telle mesure mise à exécution sans avoir été préalablement notifiée à la Commission européenne.

Il revient désormais aux juridictions nationales d'en tirer toutes les conséquences, en particulier en écartant l'application de ces arrêtés illégaux.

Plusieurs décisions favorables à Enedis ont été rendues depuis le début de l'année 2018. La Cour d'Appel de Versailles a notamment débouté début juillet 150 producteurs, soit parce que la faute d'Enedis n'est pas établie, soit en l'absence de lien de causalité entre la faute d'Enedis et le préjudice, soit en considérant que le préjudice n'est pas indemnisable dans la mesure où les arrêtés tarifaires de 2006 et 2010 sont illégaux, faute de notification à la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État. Une large majorité d'arrêts ont fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

PASSIFS EVENTUELS

Les passifs éventuels relèvent des éléments suivants :

Litiges commerciaux

Enedis a reçu le 24 février 2016 une assignation devant le Tribunal de Grande Instance (TGI) de Paris de la société américaine Quadlogic Controls Corporation (« QCC ») portant sur une potentielle contrefaçon d'un brevet européen dont QCC est titulaire. Enedis conteste formellement tant l'activité inventive de QCC que la supposée contrefaçon.

En novembre 2017, le TGI de Paris a rendu une décision favorable à Enedis et annulé pour la France, le brevet européen de QCC. QCC a fait appel de cette décision le 12 mars 2018. La procédure est en cours devant la CA Paris.

Note 22 - PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations		Reprises		Autres (1)	31/12/2018
		Exploitation	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	8 929	147	-	-	(109)	(100)	8 867

(1) Ce montant correspond en quasi-totalité à de l'affectation au droit du concédant

Note 23 - PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations		Reprises		31/12/2018
		exploitation (1)	financières	exploitation (2)	financières (3)	
Avantages postérieurs à l'emploi	2 765	371	110	(282)	(5)	2 959
Avantages long terme	468	4	9	(35)	-	445
Total	3 232	374	119	(318)	(5)	3 403

- (1) Dont :
 - coût des services rendus : 255 millions d'euros ;
 - amortissement des écarts actuariels : 113 millions d'euros ;
 - amortissement du coût des services passés : 6 millions d'euros.
- (2) Dont :
 - contributions employeurs pour 305 millions d'euros ;
 - amortissement des écarts actuariels : 13 millions d'euros.
- (3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2017	6 061	(240)	5 821	(22)	(2 566)	3 232
Charge nette de l'exercice	374	(5)	369	6	100	475
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(517)	5	(512)		512	-
Cotisations versés aux fonds		(14)	(14)			(14)
Prestations versées	(307)	16	(291)			(291)
Solde au 31/12/2018	5 610	(237)	5 373	(16)	(1 954)	3 403

Au 31 décembre 2018, la hausse du taux d'actualisation de 1,9% à 2,3% génère un gain actuariel sur l'engagement d'un montant de 503 M€.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

En millions d'euros	2018	2017
Coût des services rendus	255	251
Charges d'intérêts (actualisation)	119	115
Rendement escompté des actifs de couverture	(5)	(5)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	102	107
Variation des écarts actuariels - avantages long terme	(1)	25
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Coût des services passés droits acquis	-	-
Coût des services passés droits non acquis	6	6
Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	475	499

23.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

L'évolution des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi se décompose de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations		Reprises		31/12/2018
		exploitation	financières	exploitation	financières	
Retraites	1 229	184	33	(162)	-	1 284
Charges CNIEG	213	4	4	(6)	-	215
Avantages en nature énergie	1 061	141	60	(88)	-	1 173
Indemnités de fin de carrière	1	19	5	(16)	(5)	6
Indemnité de secours immédiat	157	9	5	(5)	-	167
Autres avantages	104	13	3	(6)	-	114
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	2 765	371	110	(282)	(5)	2 959

En millions d'euros	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Ecarts actuariels non comptabilisés	Provision au 31/12/2018
Retraites	1 386			(102)	1 284
Charges CNIEG	195			20	215
Avantages en nature énergie	2 944			(1 771)	1 173
Indemnités de fin de carrière	262	(237)	(8)	(12)	6
Indemnités de secours immédiat	252		(8)	(78)	167
Autres avantages	127		-	(12)	114
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	5 166	(237)	(16)	(1 954)	2 959

23.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

L'évolution des provisions pour avantages consentis aux actifs se décompose de la façon suivante :

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations		Reprises	31/12/2018
		exploitation	financières	exploitation	
Rentes ATMP (1) et invalidité	383	5	7	(30)	364
Médailles du travail	76	(2)	1	(4)	71
Autres avantages	9	1	-	(1)	9
Provisions pour avantages à long terme	468	4	9	(35)	445

(1) ATMP : Accidents du Travail et Maladies Professionnelles

23.3 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- Le taux d'actualisation retenu s'élève à 2,3% au 31 décembre 2018 (1,9% 31 décembre 2017);
- Le taux d'inflation retenu est de 1,5% comme au 31 décembre 2017;
- L'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 19,75 ans ;
- Le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- L'âge moyen de départ à la retraite est de 62,1 ans ;
- Le taux de rendement attendu des actifs de couverture est de 1,99% (comme au 31 décembre 2017).

23.4 Actifs de couverture

L'allocation des actifs financiers pour l'exercice 2018 est la suivante :

	Indemnités de fin de carrière
Actions	27,3%
Obligations monétaires	72,7%

Note 24 - PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES

En millions d'euros	31/12/2017	Dotations d'exploitation	Reprises		31/12/2018
			Suite à utilisation	Sans objet	
- irrécouvrables acheminement	244	103	(138)	-	209
- personnel (1)	51	49	(40)	(10)	50
- autres charges (2)	137	42	(48)	(27)	104
Provisions pour autres charges	431	194	(226)	(37)	363

(1) Concerne principalement la provision pour abondement au titre de l'intéressement d'un montant de 49 millions d'euros.

(2) Concerne principalement la provision pour responsabilité civile générale d'un montant de 93 millions d'euros.

Note 25 - DETTES

En millions d'euros			Échéances		
DETTE	Montants bruts au 31/12/2017	Montants bruts au 31/12/2018	Échéances à - 1 an	Échéances de 1 à 5 ans	Échéances à + 5 ans
Dettes financières :					
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	-	-	-
Emprunts et dettes financières divers (1)	23	525	11	14	501
Sous-total : Emprunts et dettes financières	23	525	11	14	501
Avances et acomptes reçus	230	252	252	-	-
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers :					
Fournisseurs et comptes rattachés	1 873	1 779	1 779	-	-
Dettes fiscales et sociales	1 305	1 330	1 330	-	-
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	916	934	934	-	-
Autres dettes	72	85	85	-	-
Sous total : Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	4 166	4 127	4 127	-	-
Produits constatés d'avances	220	193	193	-	-
TOTAL DETTES	4 640	5 097	4 582	14	501

(1) Souscription en 2018 d'un emprunt d'un montant nominal de 500 millions d'euros auprès d'EDF.

Note 26 - INFORMATIONS CONCERNANT LES ENTREPRISES LIEES

En millions d'euros	Créances			Dettes		Solde Net	Charges financières	Produits financiers
	Créances immobilisées	Créances d'exploitation	Inscrites en comptes courants	Dettes financières	Dettes d'exploitation			
RTE	-	7	-	-	(1 031)	(1 024)	-	-
EDF TRADING	-	-	-	-	(58)	(58)	-	-
EDF SA	-	1 642	1 742	(502)	(52)	2 830	(4)	-
SOFILO	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-
EDF FMS	-	-	-	-	(16)	(16)	-	-
EDF IMS	-	-	-	-	(7)	(7)	-	-
G2S	-	-	-	-	(21)	(21)	-	-
DALKIA France	-	-	-	-	(5)	(5)	-	-

Note 27 - ENGAGEMENTS HORS BILAN

Au 31 décembre 2018, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, aux financements et aux investissements sont les suivants :

En millions d'euros	TOTAL	Échéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES	7 821	4 852	2 830	139
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	4	-	4	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 269	1 947	1 322	-
Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	3 780	2 717	1 042	21
Autres engagements liés à l'exploitation	768	187	463	118
ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS	920	369	551	-
1- Engagements liés à l'exploitation	120	69	51	-
2- Engagements liés au financement	800	300	500	-

27.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNES

27.1.1 Engagements liés à l'exploitation

27.1.1.1 Engagements sur contrats commerciaux

En millions d'euros	TOTAL	Echéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Achats d'électricité	1 429	875	554	-
Marché de travaux	1 840	1 072	768	-
Engagements sur contrats commerciaux	3 269	1 947	1 322	

27.1.1.1.1 Engagements sur achats d'électricité pour compenser les pertes

Enedis, en tant que responsable d'équilibre pour les pertes constatées sur le réseau de distribution a souscrit des contrats selon lesquels elle s'engage à acheter de l'électricité à des échéances comprises entre 1 mois et 3 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

27.1.1.1.2 Engagements sur marchés de travaux

Enedis négocie avec ses fournisseurs de travaux, des marchés pouvant comprendre des clauses d'engagement financier quant au chiffre d'affaires contractualisé.

Ces engagements réciproques correspondent aux montants restant engagés sur ces marchés à fin 2018, et répartis de façon linéaire sur la période 2019-2024.

En millions d'euros	TOTAL	Echéances		
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans
Engagements Résiduels hors commandes en cours	2 031	1 258	773	-
Commandes en cours	190	185	5	-
Engagements nets sur marchés de travaux	1 841	1 073	768	-

27.1.2 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit principalement d'engagements réciproques pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours.

27.1.2.1 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit des engagements donnés au titre des locations simples et des contrats de gestion locative

- Filiales du groupe : 13 millions ;
- GRDF : 73 millions ;
- Tiers : 682 millions.

27.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN RECUS

27.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de garanties reçues des commercialisateurs ; Engie pour un montant de 10 millions d'euros et EDF SA pour 10 millions d'euros : cette garantie couvre l'engagement pris par Enedis d'acheminer l'énergie électrique du fournisseur aux points de livraison listés dans l'annexe du contrat GRD-fournisseur ;
- d'engagements réciproques pour 9 millions d'euros sur les commandes d'exploitation et d'immobilisations au titre de la quote-part GRDF liée aux commandes mixtes ;
- d'engagements reçus au titre des loyers facturés à GRDF pour l'occupation des immeubles Enedis (80 millions)

27.2.2 Engagements liés au financement

Il s'agit :

- d'une autorisation de découvert accordée par EDF SA dans le cadre du cash pooling à hauteur de 300 millions d'euros ;
- d'un droit de tirage sur un prêt de 500 millions d'euros accordé par EDF SA.

Note 28 - REMUNERATION DES MANDATAIRES SOCIAUX

En 2018, les montants bruts globaux hors charges patronales des rémunérations et avantages de toute nature versés aux mandataires sociaux d'Enedis sont de 0,8 million d'euros.

Il n'a été versé aucun jeton de présence aux membres du Conseil de Surveillance à fin décembre 2018 comme en 2017.

Enedis

Société Anonyme à Directoire et Conseil de surveillance
Au capital de 270 037 000 euros
Siège social : 34, place des Corolles
92079 Paris-La Défense Cedex

PROCES-VERBAL DE L'ASSEMBLEE GENERALE ORDINAIRE DU 6 JUIN 2019

L'an deux mille dix-neuf, le six juin à 08h45, les actionnaires de la société Enedis SA, se sont réunis en Assemblée Générale Ordinaire au siège social, sur première convocation.

Il a été établi une feuille de présence qui a été émargée par chaque actionnaire présent personnellement ou représenté.

Madame Marianne LAIGNEAU, en tant qu'actionnaire, a pris physiquement part à l'assemblée.

Madame Marie-Hélène POINSSOT, porteuse de pouvoirs, représente les actionnaires suivants : la société EDF SA, Monsieur Pierre TODOROV, Monsieur Bernard SALHA et Monsieur Xavier GIRRE en qualité d'actionnaires.

Madame la Présidente précise que Madame Isabelle TRIQUERA-GONBEAU, actionnaire porteuse d'une seule action, a fait parvenir à la société son formulaire de vote par correspondance.

Madame Marianne LAIGNEAU préside l'Assemblée en sa qualité de Présidente du Conseil de surveillance et d'actionnaire.

Madame Marie-Hélène POINSSOT, celle-ci déclarant accepter cette fonction, est nommée Scrutatrice.

La Présidente de l'Assemblée désigne Monsieur Jean-François VAQUIERI, Directeur de la Régulation et des Affaires Juridiques, en qualité de Secrétaire.

Assistent à l'Assemblée :

- Monsieur Philippe MONLOUBOU, Président du Directoire, ainsi que Madame Corinne FAU, membre du Directoire ;
- Monsieur Toni CAVATORTA, Contrôleur général économique et financier ;
- Messieurs Etienne POIREL et Jérôme CHEMIER, représentants du Comité central d'entreprise ;
- Monsieur Jean-Louis CAULIER, commissaire aux comptes représentant KPMG SA ;
- Monsieur Christophe PATRIER, commissaire aux comptes représentant DELOITTE & ASSOCIES.

La feuille de présence, certifiée exacte par les membres du bureau, permet de constater que les actionnaires présents ou représentés représentent 540.074.000 actions, soient la totalité des actions composant le capital social de la Société. Le quorum étant atteint, l'Assemblée Générale régulièrement constituée peut valablement délibérer.

La Présidente de l'Assemblée déclare que sont déposés sur le bureau et mis à la disposition de l'Assemblée :

1. La copie des lettres de convocation adressées par courrier électronique aux actionnaires (conformément à l'accord donné par ces derniers, en application des statuts et des articles R-225-68 et R-225-63 du Code de commerce), ainsi qu'aux représentants du Comité central d'entreprise,
2. La copie des lettres de convocation adressées par courrier recommandé avec avis de réception aux commissaires aux comptes, et les accusés de réception correspondants,
3. La feuille de présence à l'Assemblée, à laquelle sont joints les pouvoirs,
4. Le rapport de gestion relatif à l'année 2018,
5. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise,
6. Les rapports des commissaires aux comptes sur les comptes annuels et sur les conventions réglementées, ainsi que l'attestation relative au montant global des rémunérations versées aux personnes les mieux rémunérées au cours de l'année 2018,
7. Les projets de résolutions soumises au vote de l'Assemblée,
8. Les statuts de la Société.

La Présidente de l'Assemblée déclare que tous les documents qui doivent être communiqués aux actionnaires, selon la législation en vigueur, ont été tenus à leur disposition au siège social dans les délais légaux et leur ont été adressés lorsqu'ils en ont fait la demande dans les délais requis.

L'Assemblée lui en donne acte.

La Présidente de l'Assemblée rappelle ensuite l'ordre du jour de l'Assemblée Générale Ordinaire, qui est le suivant :

1. Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2018,
2. Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et mise en distribution du dividende,
3. Conventions réglementées visées à l'article L. 225-86 du code de commerce,
4. Pouvoirs pour les formalités.

La Présidente de l'Assemblée propose à l'Assemblée, avec son accord, de ne pas donner lecture du rapport de gestion dans la mesure où les actionnaires ont pu prendre connaissance de ce document avant la réunion et qu'ils n'ont aucune question à ce sujet.

La Présidente précise que le Conseil de surveillance, à l'occasion de sa réunion en date du 13 février 2019, a procédé à l'examen des comptes de l'exercice clos au 31 décembre 2018, du rapport de gestion et du rapport sur le gouvernement d'entreprise, lesquels avaient été arrêtés au préalable par le Directoire et mis à disposition des commissaires aux comptes.

La Présidente de l'Assemblée indique que le rapport de gestion fait mention de la proposition d'affectation du résultat 2018 d'Enedis.

La Présidente ajoute que le Conseil de surveillance n'ayant pas d'observations particulières, tant sur les comptes que sur le rapport de gestion ou sur le rapport sur le gouvernement d'entreprise, il n'a pas jugé utile d'établir de rapport à l'attention de l'Assemblée.

L'assemblée lui en donne acte.

La Présidente de l'Assemblée donne la parole à Monsieur Philippe MONLOUBOU, Président du Directoire, afin qu'il présente les principaux faits marquants et résultats de l'exercice 2018, ainsi que les perspectives pour 2019.

Monsieur Philippe MONLOUBOU observe que l'année 2018 a été marquée par une progression de 7 térawattheures de la production décentralisée et injectée dans le réseau laquelle a atteint un volume de 50 térawattheures.

Monsieur MONLOUBOU constate également que pour la période 2018, l'Entreprise a atteint un niveau de déploiement du compteur Linky qui est à la hauteur de l'engagement industriel et qui démontre la capacité de l'Entreprise à délivrer avec 15,6 millions de compteurs installés à la fin 2018.

Le Président du Directoire note que, grâce au travail de pédagogie et de proximité qui a été accompli, la tension relative au compteur Linky s'est réduite. 12 000 communes sont d'ores et déjà équipées ou en voie d'équipement.

Monsieur MONLOUBOU rappelle la mise en place du TURPE 5 bis le 1^{er} août 2018.

Le Président du Directoire rappelle également le début de la mise en œuvre du nouveau cadre concessif signé fin 2017 avec le renouvellement de 60 contrats de concession sur le nouveau modèle durant la période 2018.

Monsieur MONLOUBOU constate que l'année climatique 2018 a été mouvementée (crue, orages...) impliquant une forte mobilisation des agents. La satisfaction clients s'est maintenue à la hauteur espérée.

Monsieur MONLOUBOU note toutefois, que le taux de fréquence concernant la pose du compteur Linky reste élevé du fait des menaces liées, et ce malgré les campagnes de prévention réalisées par l'Entreprise.

Enfin, Monsieur MONLOUBOU rappelle que l'ensemble des colonnes montantes seront, à l'issue d'une période de deux ans à compter du 23 novembre 2018, sous concession d'Enedis. Les différents services de l'Entreprise réalisent un grand travail pour créer les conditions pour que l'interface avec l'ensemble des acteurs soit rendue le plus fluide possible.

Concernant la situation financière de l'Entreprise, Madame FAU rappelle les chiffres qui se trouvent dans les différents rapports communiqués aux actionnaires de l'Entreprise.

La Présidente de l'Assemblée donne ensuite la parole à Messieurs CAULIER et PATRIER, commissaires aux comptes. Monsieur CAULIER s'exprimant au nom du collège des commissaires aux comptes, présente à l'Assemblée les principales conclusions de leurs rapports, remis par écrit aux actionnaires, portant, notamment, sur les comptes annuels et sur les conventions réglementées.

Monsieur CAULIER certifie que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé, ainsi que du patrimoine et de la situation financière de la société à la fin de l'exercice 2018.

La Présidente de l'Assemblée indique que la Société n'a reçu aucune demande d'inscription de projet de résolution, ni de question écrite d'aucun actionnaire, ni du Comité central d'entreprise.

Plus personne ne demandant la parole, la Présidente de l'Assemblée demande au Secrétaire de mettre successivement aux voix les résolutions suivantes :

RESOLUTIONS DE L'ASSEMBLEE GENERALE ORDINAIRE

PREMIERE RESOLUTION – Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2018

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion établi par le Directoire et du rapport des commissaires aux comptes, approuve les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2018, comprenant le bilan, le compte de résultat et l'annexe tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports. Elle arrête le résultat de cet exercice à 596 164 577,92 €, celui-ci ayant pour effet de porter les capitaux propres d'Enedis à 5 265 294 522,81 €.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

DEUXIEME RESOLUTION – Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2018 et mise en distribution du dividende

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Directoire et du rapport des commissaires aux comptes :

- constate que, compte tenu du résultat de l'exercice 2018 de 596 164 577,92 € et du Report à nouveau de 1 211 924 617,88 €, le bénéfice distribuable s'élève à 1 808 089 195,80 € ;
- décide d'affecter à titre de dividende aux actionnaires 1,03 euro par action pour un montant total de 556 276 220 €.

Après affectation du dividende, le compte Report à nouveau sera créditeur de 1 251 812 975,80 €.

Il est rappelé que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercices	Nombre d'actions	Dividende par action	Dividende total distribué	Quote-part du dividende éligible à la réfaction (1)
2015	540 074 000	1,02 €	550 875 480 €	100%
2016	540 074 000	1,22 €	658 890 280 €	100%
2017	540 074 000	0,95 €	513 070 300€	100%

(1) Réfaction de 40% mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du Code Général des Impôts.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

TROISIEME RESOLUTION – Conventions réglementées visées à l'article L. 225-86 du code de commerce

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions visées à l'article L 225-86 du Code de commerce, prend acte des conclusions de ce rapport.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

QUATRIEME RESOLUTION – Pouvoirs pour les formalités

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée à l'effet d'accomplir toutes formalités légales ou administratives et faire tous dépôts et publications prescrits par la législation en vigueur.

Cette résolution, mise aux voix, est adoptée à l'unanimité.

Plus personne n'ayant de questions et l'ordre du jour étant épuisé, la Présidente de l'Assemblée déclare la séance levée à 9h05.

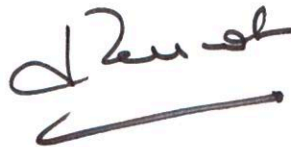
De tout ce qui précède, il a été dressé le présent procès-verbal qui, après lecture, a été signé par les membres du bureau.

La Présidente



Marianne LAIGNEAU

La Scrutatrice



Marie-Hélène POINSSOT

Le Secrétaire



Jean-François VAQUIERI