

Groupe ES

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL DU 30 JUIN 2026

- **États financiers**
- **Notes aux états financiers consolidés**
 - ✓ **Informations générales et présentation des méthodes comptables et bases d'évaluation utilisées**
 - Note 1 : Faits marquants du premier semestre
 - Note 2 : Évolutions règlementaires et tarifaires
 - Note 3 : Principes généraux et normes comptables
 - Note 4 : Périmètre de consolidation
 - Note 5 : Saisonnalité de l'activité
 - ✓ **Notes explicatives aux comptes consolidés**
 - Note 6 : Produits des activités ordinaires
 - Note 7 : Achats consommés
 - Note 8 : Autres produits et charges opérationnels courants
 - Note 9 : Autres produits et charges opérationnels non courants
 - Note 10 : Résultat financier
 - Note 11 : Charge d'impôt sur le résultat
 - Note 12 : Goodwill
 - Note 13 : Ensemble des immobilisations corporelles
 - Note 14 : Participations dans les coentreprises et entreprises associées
 - Note 15 : Autres actifs financiers non courants
 - Note 16 : Actifs financiers courants
 - Note 17 : Capitaux propres
 - Note 18 : Passifs spécifiques des concessions
 - Note 19 : Provisions et passifs éventuels
 - Note 20 : Passifs financiers courants et non courants
 - Note 21 : Tableau des flux de trésorerie
 - Note 22 : Autres engagements
 - Note 23 : Transactions entre parties liées
 - Note 24 : Information sectorielle
 - ✓ **Événements postérieurs à la clôture**

COMPTE DE RESULTAT (données chiffrées en K€)

	Notes	30.06.2026	30.06.2025
Chiffre d'affaires		628 261	676 702
Autres produits de l'activité		58 660	44 049
Produits des activités ordinaires	6	686 921	720 751
Achats consommés	7	-449 526	-462 963
Charges externes		-28 168	-25 276
Impôts, taxes et versements assimilés		-9 658	-12 422
Frais de personnel		-51 678	-50 891
Amortissements ⁽¹⁾		-31 316	-30 108
Variation de stocks de produits encours et de produits finis		0	90
Autres produits et charges opérationnels courants	8	-30 079	-18 039
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie		0	-2 230
Autres produits et charges opérationnels non courants	9	-2 942	-786
Résultat opérationnel		83 554	118 126
Quote-part dans le résultat net des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence		-1 117	783
Résultat opérationnel après quote-part de résultat net des entités mises en équivalence		82 437	118 909
Produits de trésorerie et d'équivalents de trésorerie		2 842	3 225
Coût de l'endettement financier brut		-138	-97
Coût de l'endettement financier net		2 704	3 128
Autres produits financiers		3 723	4 389
Autres charges financières		-3 949	-4 931
Résultat financier	10	2 478	2 586
Charge d'impôt sur le résultat	11	-28 014	-36 738
RESULTAT DE L'ENSEMBLE		56 901	84 757
dont résultat net part des minoritaires		374	466
dont résultat net part du Groupe		56 527	84 291

Résultat par action

Résultat de base par action		7,88	11,76
Résultat dilué par action		7,88	11,76

⁽¹⁾ Les amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

État du résultat global (données chiffrées en K€)

	30.06.2026	30.06.2025
Résultat net consolidé	56 901	84 757
Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture	534	137
Variations de juste valeur des titres de dettes	0	0
Différences de conversion	0	0
Impôts différés	-138	-35
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	396	102
Variations de juste valeur des titres de capitaux propres	1 239	834
Variations des pertes et gains actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	9 512	10 882
Impôts différés	-2 776	-3 025
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres et non recyclables en résultat	7 975	8 691
Résultat net et gains & pertes comptabilisés directement en capitaux propres	65 272	93 550
dont part des minoritaires	374	466
dont part du Groupe	64 898	93 084

Pour une meilleure lisibilité des données, le tableau ne présente pas d'information pour la part relative aux entreprises associées pour chacune de ces deux natures de gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres car aucun chiffre n'est à mentionner.

BILAN CONSOLIDE (données chiffrées en K€)

ACTIF	Notes	30.06.2026	31.12.2025
Goodwill	12	90 280	90 280
Immobilisations incorporelles		63 174	65 231
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité et de gaz	13	934 673	914 754
Immobilisations en concessions des autres activités	13	195	219
Autres immobilisations corporelles du domaine propre	13	23 812	29 137
Immeubles de placement	13	13 626	14 173
Participations dans les entreprises associées	14	30 610	32 790
Autres actifs financiers non courants	15	68 400	95 579
Autres actifs non courants		177	574
Impôt différé actif		40 350	40 012
TOTAL DES ACTIFS NON COURANTS		1 265 297	1 282 749
Stocks		17 596	30 239
Créances clients et autres débiteurs		346 062	431 858
Créance d'impôt à recouvrer		967	577
Actifs financiers courants	16	129 185	115 654
Trésorerie et équivalents de trésorerie	21	235 122	251 343
TOTAL DES ACTIFS COURANTS		728 932	829 671
TOTAL DE L'ACTIF		1 994 229	2 112 420

PASSIF	Notes	30.06.2026	31.12.2025
Capital émis	17	71 694	71 694
Primes		9 713	9 713
Réserves		504 533	436 529
Résultat		56 527	157 985
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES DU GROUPE	17	642 467	675 921
Intérêts minoritaires		8 863	9 764
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES DE L'ENSEMBLE		651 330	685 685
Passifs spécifiques des concessions sur biens existants	18	194 224	199 414
Passifs spécifiques des concessions sur biens à renouveler	18	579 263	573 837
Provisions	19	174 351	176 956
Passifs financiers non courants	20	13 836	10 679
Autres passifs non courants		966	1 797
Impôts différés passif		2 528	2 111
TOTAL DES PASSIFS NON COURANTS		965 168	964 794
Provisions	19	11 003	18 232
Passifs financiers courants	20	5 170	4 203
Fournisseurs et autres créditeurs		354 260	427 689
Impôts à payer		7 298	11 817
TOTAL DES PASSIFS COURANTS		377 731	461 941
TOTAL DU PASSIF		1 994 229	2 112 420

TABLEAU DE FLUX DE TRESORERIE CONSOLIDE (données chiffrées en K€)

	30.06.2026	30.06.2025
Résultat net consolidé	56 901	84 757
Dotations nettes aux amortissements et provisions	31 338	28 685
Plus et moins-values de cession	2 599	151
Quote-part de résultat liée aux sociétés mises en équivalence	1 117	-783
Capacité d'autofinancement après coût de l'endettement financier net d'impôt	91 955	112 810
Coût de l'endettement financier net	-2 704	-3 128
Charge d'impôt (y compris impôt différé)	28 014	36 738
Capacité d'autofinancement avant coût de l'endettement financier net d'impôt (A)	117 265	146 420
Impôts versés (B)	-35 758	-38 970
Variation du BFR lié à l'activité (C) – note 21.1	50 471	83 885
Flux net de trésorerie généré par l'activité (A + B + C) = (D)	131 978	191 335
Décaissement / acquisition immobilisations incorporelles	-4 456	-6 352
Décaissement / acquisition immobilisations corporelles	-57 789	-43 156
Encaissement / cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	-847	12
Subventions d'investissement encaissées – droits des concédants	76	347
Décaissement / acquisition actifs financiers	-36 303	-58 428
Encaissement / cession actifs financiers	42 336	67 528
Incidence des variations de périmètre (acquisitions de filiales)	0	-100
Incidence des variations de périmètre (cessions de filiales)	0	0
Flux net de trésorerie lié aux opérations d'investissement (E)	-56 983	-40 149
Augmentation de capital ou apports	0	0
Dividendes versés aux actionnaires de la mère	-98 221	-78 863
Dividendes versés aux minoritaires	-1 275	-68
Dividendes reçus des sociétés mises en équivalence	1 063	1 142
Intérêts financiers nets versés / perçus	2 704	3 128
Encaissement d'emprunts	5 339	150
Remboursement d'emprunts	-1 102	-595
Autres flux liés aux opérations de financement	276	-263
Flux net trésorerie lié aux opérations de financement (F)	-91 216	-75 369
VARIATION DE LA TRESORERIE NETTE (D + E + F)	-16 221	75 817
Variation de trésorerie nette suivant détail fourni en note 21 (1)	-19 932	68 255
Trésorerie à l'ouverture	413 780	325 744
Trésorerie à la clôture	393 848	393 999

(1) Le poste « Trésorerie et équivalents de trésorerie » ne présente pas la trésorerie effectivement mobilisable par le Groupe ce qui nous amène à compléter l'information financière par un tableau supplémentaire.

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES (données chiffrées en K€)

	Part du Groupe								Total capitaux propres
	Capital	Réserves liées au capital	Titres auto-détenus	Réserves et résultats consolidés	Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres : instruments financiers (nets d'impôts)	Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres : gains et pertes actuariels (nets d'impôts)	Capitaux propres Part Groupe	Capitaux propres Part Intérêts minoritaires	
Capitaux propres retraités au 1 ^{er} janvier 2026	71 694	14 218	0	630 408	6 553	-46 952	675 921	9 764	685 685
Opérations sur capital							0		0
Opérations sur titres auto-détenus							0		0
Dividendes distribués (1)				-98 221			-98 221	-1 275	-99 496
Résultat net de l'exercice				56 527			56 527	374	56 901
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres					1 315	7 056	8 371		8 371
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	0	0	0	56 527	1 315	7 056	64 898	374	65 272
Variations de périmètre							0		0
Changement dans les participations dans les filiales sans perte de contrôle							0		0
Autres variations				-131			-131		-131
Capitaux propres au 30 juin 2026	71 694	14 218	0	588 583	7 868	-39 896	642 467	8 863	651 330

(1) Électricité de Strasbourg a versé un dividende de 13,70 € par action, soit un montant total distribué de 98 221 K€. Les dividendes distribuées aux minoritaires concernent essentiellement des dividendes distribuées par la filiale ES BIOMASSE pour 1 202 K€.

	Part du Groupe								Total capitaux propres
	Capital	Réserves liées au capital	Titres auto-détenus	Réserves et résultats consolidés	Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres : instruments financiers (nets d'impôts)	Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres : gains et pertes actuariels (nets d'impôts)	Capitaux propres Part Groupe	Capitaux propres Part Intérêts minoritaires	
Capitaux propres retraités au 1 ^{er} janvier 2025	71 694	14 218	0	551 186	6 033	-57 219	585 912	9 030	594 942
Opérations sur capital							0		0
Opérations sur titres auto-détenus							0		0
Dividendes distribués (1)				-78 863			-78 863	-68	-78 931
Résultat net de l'exercice				84 291			84 291	466	84 757
Gains et pertes comptabilisés directement en					721	8 072	8 793		8 793
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	0	0	0	84 291	721	8 072	93 084	466	93 550
Variations de périmètre							0		0
Changement dans les participations dans les							0		0
Autres variations							0		0
Capitaux propres au 30 juin 2025	71 694	14 218	0	556 614	6 754	-49 147	600 133	9 428	609 561

(1) Électricité de Strasbourg a versé un dividende de 11,00 € par action, soit un montant total distribué de 78 863 K€.

✓ Informations générales et présentation des méthodes comptables et bases d'évaluation utilisées

Électricité de Strasbourg est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Le Groupe est un énergéticien régional multi-énergies présent dans les activités de distribution d'électricité, de commercialisation d'électricité et de gaz, de services énergétiques et de production d'énergies renouvelables.

Les comptes consolidés du Groupe du 30 juin 2026 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 30 juillet 2026.

Les méthodes comptables et les bases d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés intermédiaires sont identiques à celles utilisées dans les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Note 1 : Faits marquants du premier semestre 2026

1.1. Activité du Groupe

Le premier semestre de l'année 2026 a été marqué par des conditions climatiques proches de celles du premier semestre 2025 et plus défavorables que la normale sur la saison de chauffe, ainsi que par deux épisodes caniculaires précoces en mai et juin.

Les volumes d'électricité distribués par Strasbourg Électricité Réseaux sont de 3 337 GWh à fin juin 2026, en hausse de 1% sur la période par rapport à 2025.

Les volumes commercialisés par ES Énergies sont à fin juin 2026 de :

- 3 095 GWh en électricité (-1% vs 2025),
- 1 697 GWh en gaz, hors transits vers d'autres ELD (+5,9% vs 2025).

Le commercialisateur a défendu ses parts de marché et reste le principal fournisseur alsacien d'électricité et de gaz.

Le gestionnaire du réseau de distribution a réalisé de bons résultats opérationnels, qui se traduisent en particulier par le maintien d'un haut niveau de qualité de fourniture d'électricité. Le temps moyen de coupure des clients Basse Tension est cependant en hausse (5 min 45 s contre 3 min 37 s à fin juin 2025) à la suite d'une série d'incidents liés aux fortes chaleurs des mois de mai et juin 2026. L'activité de raccordement au réseau de nouveaux clients reste soutenue, malgré le recul des raccordements de producteurs consécutif à la baisse du soutien public à la filière PV. Strasbourg Électricité Réseaux a posé 542 600 compteurs communicants Linky au 30 juin 2026.

1.2. Faits marquants du semestre concernant la maison mère Électricité de Strasbourg et ses filiales consolidées par intégration globale

1.2.1 Renouvellement de la convention de sous-concession des contrats de concession Saverne et Monswiller

Les négociations pour le renouvellement de la convention de sous-concession des contrats de concession de Saverne et Monswiller ont été lancées en 2025 à la suite des délibérations du 16 décembre 2024 et du 3 février 2025 des communes de Saverne et de Monswiller qui ont approuvé la signature de nouveaux contrats de concession avec Enedis et EDF, pour une durée de 30 ans à compter du 1^{er} janvier 2026 et approuvé dans son principe la sous-concession à Strasbourg Électricité Réseaux et ES Énergies d'une partie des missions.

Le nouveau contrat de sous-concession de Saverne et Monswiller a été signé le 17 décembre 2025. La convention a pris effet au 1^{er} janvier 2026 et modifie les modalités d'exécution antérieures. En effet, les investissements réalisés par Strasbourg Électricité Réseaux avant le 1^{er} janvier 2026 sont restitués au concessionnaire dans leur intégralité pour un montant net des passifs associés soit 5,6 M€ et l'ensemble des travaux réalisés à compter du 1^{er} janvier 2026 est refacturé au concessionnaire.

Cette opération impacte les comptes consolidés du 30 juin 2026 au bilan via une diminution du poste « Immobilisations en concession de distribution publique d'électricité et de gaz » pour un montant net d'amortissement de 6,7 M€, une diminution du poste « Passifs spécifiques des concessions sur biens existants » pour 1,1 M€ et une créance pour 6,7 M€ TTC (soit 5,6 M€ HT), et au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges opérationnels non courants » pour -1,1 M€ et la rubrique « Amortissements » pour +1,1 M€.

1.2.2 Fusion entre ÉS Énergies et Régiongaz

ÉS Énergies a acquis le 29 novembre 2025 auprès de FIPARES SA l'intégralité des titres de la société Régiongaz SAS située à Huningue pour 5,7 M€. Cette société commercialisait des offres gaz en très grande majorité en sud Alsace auprès d'environ 8 000 clients (Huningue, Village Neuf, Saint-Louis, Hegenheim).

Les organes de décision d'ÉS Énergies et de Régiongaz ont approuvé le principe de la fusion simplifiée des deux sociétés avec pour date du projet commun de fusion le 8 décembre 2025 permettant ainsi au Groupe de rationaliser les marques commerciales et l'organisation de la commercialisation des offres en gaz. Le processus de validation juridique de la fusion s'est achevé le 20 janvier 2026, ce qui a permis de réaliser l'opération de fusion simplifiée par absorption avec une date d'effet rétroactif au 1^{er} janvier 2026 sans échange d'actions.

Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du 30 juin 2026.

1.2.3. Suivi du Programme Commun

Le programme Commun initié par le Groupe en 2022 ambitionne de regrouper le personnel sur un site unique afin de favoriser les synergies métiers et développer les expertises transverses au service des clients du Groupe, du territoire et de leur transition énergétique. Le site historique de Mundolsheim va faire l'objet d'un vaste plan de rénovation et d'extension étalé sur plusieurs années.

Les principaux impacts financiers de ces travaux sur les comptes consolidés du 30 juin 2026 sont des immobilisations encours de 5,3 M€, des immobilisations mises en service pour 7,2 M€ et des engagements donnés en hors bilan pour 46,8 M€.

1.2.4. Actifs de géothermie et permis d'extraction de lithium

Au 31 décembre 2025 les actifs incorporels et corporels liés à l'activité de géothermie, détenus par ÉS Illkirch Géothermie (17,4 M€), ÉS PER Géothermie (16,7 M€) et le GEIE (5,1 M€) sont dépréciés, nets des subventions, dans les comptes du Groupe à hauteur respectivement de 17,4 M€, 13,5 M€ et 4,9 M€. Ces dépréciations reposaient sur plusieurs constats qui n'ont pas évolué favorablement au 30 juin 2026 :

- Des résultats sur différentes simulations techniques et financières réalisées sur le projet de production de chaleur et d'électricité à partir d'énergie géothermale profonde à Illkirch montrant le non-recouvrement assuré des montants engagés,
- Un contexte local lié à :
 - o des événements sismiques dans le nord de l'agglomération de Strasbourg fin 2020 et début 2021, amenant la préfecture à retirer l'autorisation de forage de l'opérateur à l'origine de ces séismes et à notifier le 15 avril 2021 à ÉS Illkirch Géothermie un arrêté de suspension de son activité,
 - o et des événements sismiques en décembre 2025 provoqués par la centrale de Rittershoffen, qui ont conduit à l'arrêt de celle-ci, conformément à l'arrêté d'exploitation.
- Et un modèle économique pour la filière d'extraction de lithium qui reste à préciser.

ÉS Illkirch Géothermie

La situation sur le plan technique du puits d'ÉS Illkirch Géothermie n'a pas évolué sur le 1^{er} semestre 2026, ce qui amène le Groupe à maintenir les dépréciations des actifs constatées au 31 décembre 2025 pour une valeur nette des actifs à zéro.

ÉS PER Géothermie

Concernant les développements de l'extraction de lithium adossée à la ressource géothermale, l'accord conclu en 2023 entre le Groupe et ERAMET sur les principaux termes d'une coopération relative à l'extraction de lithium à partir de la ressource géothermale se poursuit. Après la réalisation de la première phase d'études dite PFS (phase de PFS : Pre – Feasibility – Study), une Bridge Study a été engagée à compter de l'année 2025 en vue de sécuriser la phase plus poussée dite DFS (Definitive Feasibility Studies) incluant un démonstrateur de plus grande échelle sis sur l'un des sites actuellement en exploitation (Demonstration Phase). Enfin, la décision d'investissement d'une exploitation industrielle n'interviendrait qu'à horizon 2030 avec l'objectif de démarrer la production sur des niveaux prévisionnels cible d'environ 15 000 tonnes de carbonate de lithium par an.

À cet effet, le Groupe via la société ÉS PER Géothermie a fait l'acquisition de terrains où le démonstrateur pourrait être réalisé et ÉS a également obtenu le 14 mai 2025 un arrêté préfectoral autorisant l'ouverture de travaux miniers, pour la future réalisation d'un doublet géothermique à Soultz-sous-Forêts. Les études préliminaires (Bridge Study) débutées en 2025 sont en cours de réalisation au 30 juin 2026 et devraient se finaliser début 2027.

Les actifs incorporels et corporels d'ÉS PER Géothermie de 17,3 M€ sont dépréciés à hauteur de 13,9 M€ soit une dépréciation complémentaire dotée de -0,4 M€ qui impacte le résultat consolidé du 30 juin 2026.

GEIE « EMC »

Dans le cadre des échanges réguliers entre la DREAL et le GEIE, la nécessité d'engager des actions sur le plan environnemental a été partagée en 2023 et un courrier de la DREAL daté du 17 mai 2023 acte cette situation et a précisé les travaux, que le GEIE s'est engagé à réaliser. En 2025 des analyses complémentaires réalisées sur les puits par le GEIE ont conduit à élargir le programme de travaux initialement prévus et à porter le montant total des travaux à ce titre à 14,8 M€. Depuis le 2^{ème} trimestre 2025, l'installation du GEIE a été mise en arrêt temporaire long pour réaliser ce programme de travaux. Au 31 décembre 2025, le passif du bilan consolidé comprenait un solde de provision au titre des travaux à caractère environnementaux élargis pour 11,8 M€ et au titre de travaux d'entretien pour 0,8 M€.

L'activité du GEIE sur le 1^{er} semestre 2026 est conforme aux engagements vis-à-vis de la DREAL et au programme de travaux, ce qui amène le GEIE à constater une reprise de provision à hauteur des travaux réalisés pour 0,8 M€ ramenant le solde de la provision pour travaux à caractère environnementaux élargis à 11,2 M€ et pour travaux d'entretien à 0,6 M€ au 30 juin 2026.

Les actifs incorporels et corporels nets des subventions du GEIE soit 4,8 M€ au 30 juin 2026 sont dépréciés portant la valeur nette des actifs incorporels et corporels du GEIE à 0,2 M€ au 30 juin 2026 contre 0,2 M€ au 31 décembre 2025.

1.2.5. Changement de dénomination sociale d'ÉS Énergies Strasbourg qui devient ÉS Énergies

L'assemblée générale extraordinaire du 3 juin 2026 a modifié la dénomination sociale d'ÉS Énergies Strasbourg SA qui devient ÉS Énergies SA.

1.3. Fait marquants concernant les filiales consolidées selon la méthode de la mise en équivalence

ECOGI

La centrale ECOGI mise en service en 2016 produit de la chaleur à destination de l'industriel Roquette. Un évènement sismique enregistré sur 2 stations sur le réseau sismologique d'ECOGI à 1h45 le 4 décembre 2025 a atteint le seuil de mise à l'arrêt progressif et obligatoire de l'installation prévu dans l'arrêté préfectoral d'exploitation. La centrale est à l'arrêt depuis cet évènement et son redémarrage nécessite une autorisation de la DREAL. Au 30 juin 2026 les analyses des évènements sismiques sont réalisées et finalisées. Des échanges entre ECOGI et la DREAL sont en cours avec une perspective de redémarrage prévue au 2^{ème} semestre 2026. Des discussions se poursuivent entre ECOGI et son client Roquette pour une révision du contrat. En attendant les pénalités dues par ECOGI à Roquette liées à l'arrêt de la centrale sont chiffrées sur la base du contrat actuel soit 2,2 M€ et viennent impacter la quote-part de résultat net comptabilisée au 30 juin 2026.

Par ailleurs la cession par la Caisse des Dépôts et Consignations de sa participation (20%, FIPARES et Roquette détenant chacun 40%) est reportée.

Groupe SERHY

Le Groupe SERHY poursuit ses développements essentiellement dans la production hydroélectrique avec, pour cœur de métier, la construction/rénovation de centrales pour compte de tiers ou pour compte propre, à cela s'ajoutent des activités de services d'exploitation/maintenance. L'exercice 2026 est marqué par la création de nouvelles sociétés de projet qui porteront les investissements de nouvelles centrales une fois les instructions des dossiers achevées et les autorisations obtenues.

ÉS Services Énergétiques

Le premier semestre 2026 a été marqué par la poursuite de la construction du réseau de chaleur de Saverne, dont la chaufferie biomasse qui est entrée en service fin 2025 et le démarrage de la chaufferie biomasse sur le site de l'industriel Lilly France.

Les avances en compte courant réalisées par FIPARES à ÉS Services Énergétiques pour ces deux projets ont été converties en prêts à long terme.

ÉS Services Énergétiques continue le développement des projets de réseaux de chaleur et d'énergies renouvelables sur le territoire alsacien à travers la SEML "Énergies Alsaciennes", dont elle est coactionnaire (à 34%) aux côtés de la Collectivité Européenne d'Alsace (58%).

Note 2 : Évolutions réglementaires et tarifaires

2.1. Évolution des Tarifs Réglementés de Ventes d'électricité (TRV électricité)

Évolution tarifaire au 1^{er} février 2026

En application de l'article L 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer aux ministres de l'Energie et de l'Economie les évolutions du tarif réglementé de vente de l'électricité (TRVE). Le niveau moyen des TRVE est déterminé selon la méthodologie de l'empilement des coûts. Il est réparti en trois principaux blocs : le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), l'approvisionnement en électricité, dont la part marché est lissée sur deux ans, et les taxes (accise, CTA et TVA).

L'évolution des TRV d'électricité, proposée par la CRE dans sa délibération n° 2026-06 du 14 janvier 2026, a été acceptée par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, et publiée au Journal Officiel du 30 janvier 2026 (décisions ECOR2601630S et ECOR2601632S).

Au 1^{er} février 2026, l'évolution des tarifs réglementés de ventes d'électricité se traduit par une baisse moyenne de -0,24 % HT (soit -0,40 €/MWh HT) pour les tarifs bleus résidentiels et par une baisse moyenne de -1,29 % HT (soit -2,14 €/MWh HT) pour les tarifs bleus professionnels. Cette évolution tient compte des composantes suivantes :

- La baisse du coût de l'approvisionnement en énergie par rapport au niveau de 2025,
- La baisse du coût de l'approvisionnement en garantie de capacité,
- L'augmentation des coûts de commercialisation incluant entre autres la hausse des coûts d'approvisionnement en certificats d'économie d'énergie (CEE) suite à l'entrée en vigueur de la 6^{ème} période CEE (+2,09 % HT)
- La hausse de la composante des rattrapages incluse dans les TRVE, liée principalement à la fin du rattrapage au titre de janvier 2025,
- Et la part acheminement (TURPE) qui reste stable (pas d'évolution au 1^{er} février 2026).

Le tableau ci-dessous reprend les dernières évolutions tarifaires en TTC et HT :

Date de la délibération CRE	Evolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Evolution des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en oeuvre
14/01/2021	+1,61% TTC (+1,93% HT)	+2,61% TTC (+3,23% HT)	28/01/2021	01/02/2021
08/07/2021	+0,48% TTC (+1,08% HT)	+0,38% TTC (+0,84% HT)	29/07/2021	01/08/2021
18/01/2022	+4,00% TTC (+24,3% HT)	+4,00% TTC (+23,6% HT)	28/01/2022	01/02/2022
19/01/2023	+15,00% TTC (+20,0% HT)	+15,00% TTC (+19,9% HT)	30/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	+10,00% TTC (+10,22% HT)	+10,00% TTC (+9,57% HT)	30/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	+10,00% TTC (+0,18% HT)	+6,16% TTC (-3,55% HT)	30/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	-15,00% TTC (-22,61 % HT)	-15,06 % TTC (-22,67 % HT)	30/01/2025	01/02/2025
19/06/2025	-0,39% TTC (-1,27% HT)	+0,07% TTC (-0,76% HT)	29/07/2025	01/08/2025
14/01/2026	-0,74% TTC (-0,24% HT)	-1,58% TTC (-1,29% HT)	30/01/2026	01/02/2026

2.2. Tarifs de cession

La décision du 28 janvier 2026 (ECOR2601635S) publiée au Journal Officiel du 30 janvier 2026 relatif aux tarifs de cession de l'électricité applicable aux entreprises locales de distribution a fixé les barèmes applicables à compter du 1^{er} février 2026, soit une hausse de +2,26 % HT en moyenne entre les barèmes du 1^{er} février 2026 et du 1^{er} août 2025 (délibération CRE n°2026-07 du 14 janvier 2026).

2.3. Tarifs de Ventes en gaz

Depuis le 1^{er} juillet 2023 (fin des tarifs règlementés de ventes de gaz), l'ensemble des clients gaz du Groupe ont souscrit une offre de marché. Parmi les offres proposées par ÉS Énergies une offre de prix indexé sur le prix de référence mensuel CRE (prix repère de vente de gaz) est proposée aux clients. La délibération CRE n°2023-102 du 12 avril 2023 précise la méthode de construction du prix de référence gaz pour les consommateurs résidentiels. Ce prix de référence à caractère indicatif est publié mensuellement par la CRE pour chacune des zones ELD.

2.4. Évolution des taxes liées aux ventes d'électricité et de gaz

Les taxes appliquées aux ventes d'électricité sont l'accise sur l'électricité (ex TICFE/CSPE), la CTA et la TVA et les taxes appliquées aux ventes de gaz sont l'accise sur le gaz (ex TICGN), la CTA et la TVA.

Accise sur l'électricité

En amont de la publication de la loi de finances 2026 qui a eu lieu le 19 février 2026, deux arrêtés datés du 27 janvier 2026 (CPPE2600972A et CPPE2600972Z) sont parus respectivement le 28 janvier 2026 et le 7 février 2026 pour fixer l'évolution de l'accise sur l'électricité. Ces arrêtés modifient les tarifs de l'accise à compter des consommations du 1^{er} février 2026, soit des tarifs de l'accise sur l'électricité portés à 30,85 €/MWh pour les particuliers < 36kVA contre 29,98 €/MWh précédemment et 26,58 €/MWh pour les PME ainsi que pour les clients ayant une haute puissance contre 25,79 €/MWh précédemment.

Accise sur le gaz

En amont de la publication de la loi de finances 2026 qui a eu lieu le 19 février 2026, un arrêté daté du 27 janvier 2026 (CPPE2600972A) est paru le 28 janvier 2026 augmentant le tarif de l'accise sur le gaz naturel à usage combustible à compter des consommations du 1^{er} février 2026, soit 16,39 €/MWh contre 15,43 €/MWh précédemment.

CTA sur l'électricité

Un arrêté du 28 janvier 2026 (ECOR2536322A) est paru le 30 janvier 2026, réduisant le taux de CTA applicable sur la part fixe du TURPE à compter du 1^{er} février 2026 :

- Pour les sites raccordés au réseau de distribution : 15% contre 21,93% précédemment,
- Et pour les sites raccordés au réseau de transport : 5% contre 10,11% précédemment.

CTA sur le gaz

Les taux de CTA applicables aux prestations de transport (4,71%) et de distribution (20,80%) de gaz naturel n'évoluent pas mais deux arrêtés datés du 8 juin 2026 (ECOR2615457A) et du 26 juin 2026 (ECOR2616612A) parus respectivement le 11 juin 2026 et 30 juin 2026 fixent le coefficient de proportionnalité à 83,21% applicable à l'assiette de calcul de la contribution tarifaire à compter du 1^{er} juillet 2026.

2.5. Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les délibérations n°2025-77 et n°2025-78 du 13 mars 2025 qui portent respectivement sur le TURPE 7 Transport (HTB) et le TURPE 7 Distribution (HTA-BT) ont été publiées au Journal Officiel du 14 mai 2025. Le TURPE 7 vise à répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (1^{er} août 2025 au 31 juillet 2028), mais aussi à préparer les réseaux de transport et de distribution d'électricité aux défis de moyen et long terme du système électrique. Il doit permettre le bon équilibre entre les besoins des réseaux, la qualité de service et un coût acceptable pour le consommateur. La période tarifaire sera marquée par l'électrification des usages, notamment dans la mobilité, le bâtiment et l'industrie, et par la croissance de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables avec pour conséquence la poursuite du développement significatif du nombre de raccordements. Il sera également nécessaire, dans le même temps, d'améliorer la résilience des réseaux pour faire face au changement climatique. Ces enjeux impliquent des investissements importants tant pour le réseau de transport que pour les réseaux de distribution.

Par ailleurs la délibération n°2025-78 pour le TURPE 7 HTA-BT définit une liste d'indicateurs de qualité de service et d'alimentation des ELD desservant plus de 100 000 clients, à l'exception de celles ayant opté pour l'analyse de leurs comptes par la CRE comme prévu par les dispositions du 4^{ème} alinéa de l'article L. 121-29 du code de l'énergie (Strasbourg Électricité Réseaux, Réséda, SRD et GreenAlp). Ces indicateurs comprennent 2 indicateurs incités financièrement via un versement direct au client (Rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et Mécanisme de pénalités pour les coupures longues) et 12 indicateurs de suivis consultables dans la délibération. La délibération CRE n°2026-33 du 4 février 2026 est venu compléter ces textes en mettant en place une régulation incitative financière complémentaire qui consiste :

- Pour le TURPE 7 HTA-BT :
 - o à introduire des indicateurs incités de qualité de service pour les ELD de plus de 100 000 clients au FPE forfaitaire, concernant la qualité d'alimentation (critères B et M) et le délai de raccordement au réseau des utilisateurs ;
 - o à modifier les règles de placement des heures creuses pour permettre l'attribution d'heures creuses méridiennes (11h-14h) aux nouveaux clients, afin de faciliter le lissage des consommations sur les heures solaires ;
 - o et à modifier l'annexe confidentielle sur la stratégie d'achat des pertes.
- Pour le TURPE 7 HTB et HTA-BT : à étendre la définition des zones d'injection en HTA aux poches situées en aval des zones d'injection définies par RTE. Par ailleurs, les postes HTA, HTB 2 et HTB 1 créés au cours de la période TURPE 7 sont intégrés dans les listes des zones d'injection et de soutirage.

Le nouveau cadre tarifaire TURPE 7 entre en vigueur au 1^{er} août 2025 et ces tarifs sont conçus pour s'appliquer sur une durée de quatre ans, avec un ajustement mécanique au 1^{er} août de chaque année (premier ajustement au 1^{er} août 2026).

TURPE 7 HTB - Transport

La délibération CRE n°2026-104 du 21 mai 2026 décide d'une hausse moyenne des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité de +3,34 % à compter du 1^{er} août 2026.

D'autre part la délibération CRE n°2026-103 du 21 mai 2026 fixe la compensation à verser à Strasbourg Électricité Réseaux au titre des charges nettes 2025 du dispositif relatif au statut d'électro-intensif de certains consommateurs (article L.341-4-2 du code de l'énergie) soit 1,3 M€, proche du montant estimé et comptabilisé dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2025 soit 1,1 M€.

TURPE 7 HTA/BT - Distribution

La délibération CRE n° 2026-105 du 21 mai 2026 décide d'une hausse moyenne des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité de +3,04% au 1^{er} août 2026.

2.6. Tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz (ATRT)

Le tarif d'utilisation des infrastructures gazières de transport, de distribution et de stockage, dit « tarif ATRT 8 », est entré en vigueur au 1^{er} avril 2024 pour une durée de 4 ans, conformément à la délibération CRE n°2024-22 du 30 janvier 2024.

La délibération n°2026-28 du 28 janvier 2026 décide de l'évolution annuelle du tarif ATRT 8 soit une hausse des termes tarifaires de +3,41% au 1^{er} avril 2026.

2.7. Tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz (ATRD)

La délibération n° 2022-28 de la CRE, publié le 27 janvier 2022, porte sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel pour chacune des entreprises locales de distribution (dits « tarifs ATRD 6 »), et conçus pour s'appliquer pour une durée de quatre ans du 1^{er} juillet 2022 au 30 juin 2026. Les tarifs de l'ARTD impactent le Groupe à travers ses deux filiales ÉS Énergies via les achats d'acheminement qu'elle effectue auprès des GRD gaz (essentiellement des ELD comme R_GDS) et Trois Frontières Distribution Gaz via les ventes d'acheminements gaz qu'elle réalise auprès de divers commercialisateurs gaz.

Tarifs ATRD7 des ELD – évolution législative avec introduction d'une péréquation tarifaire

La loi de finances pour 2026 promulguée en date du 19 février 2026 a introduit une péréquation tarifaire pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie. En effet, le tarif appliqué sur les concessions péréquées des ELD à compter du 1^{er} juillet 2026 ne résultera plus de l'application du coefficient NIV à la grille de GRDF, mais de l'application d'une grille nationale commune à tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie, et qui sera déterminée par la CRE.

La délibération n°2026-72 du 2 avril 2026 fixe le niveau du revenu autorisé des ELD qui disposaient précédemment d'un tarif spécifique, le nombre de points de livraison et les volumes de gaz acheminés prévisionnels, ainsi que le cadre de régulation applicable à ces ELD pour la période du 1^{er} juillet 2026 au 30 juin 2029.

Le « tarif ATRD7 des ELD » appliqué sur les concessions péréquées des ELD à compter du 1^{er} juillet 2026, fixé par la CRE, résultera désormais de l'application d'une grille nationale commune à tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application du code de l'énergie. Les ELD verseront ou percevront des montants de compensation, visant à couvrir l'écart entre les recettes qu'elles perçoivent via la grille tarifaire

nationale et les charges qu'elles supportent. Le montant des compensations prévisionnelles de Trois Frontières Distribution Gaz est estimé à 0,5 M€ pour 2026 et 0,7 M€ pour 2027.

Par ailleurs la délibération CRE n°2026-96 du 7 mai 2026 a principalement :

- Modifié le tarif ATRD 7 de GRDF pour intégrer les charges de mise en œuvre de la péréquation des tarifs de distribution de gaz naturel, intégrer les charges relatives au règlement européen sur les émissions de méthane et mettre à jour le niveau de référence pour la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement,
- Ajusté le montant du terme Rf (désigne « le montant moyen considéré pour les contreparties financières versées au fournisseur en rémunération de la gestion de clientèle effectuée par ce dernier pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution ») au 1^{er} juillet 2026 pour les options tarifaires T1, T2, T3, T4 et TP et pour les points de livraison sans compteurs individuels,
- Fait évoluer la grille tarifaire de GRDF de +5,87 % en moyenne au 1^{er} juillet 2026, en application des modalités de mise à jour annuelle prévues par la délibération du 15 février 2024 susvisée et compte tenu de la modification de la formule annuelle pour prendre en compte les charges de mise en œuvre de la péréquation (+0,57 %).

2.8. Dispositif post ARENH

Le dispositif de l'ARENH a pris fin le 31 décembre 2025. Pour les livraisons à compter du 1^{er} janvier 2026, les fournisseurs d'électricité s'approvisionnent sur le marché (marché de gros, contrats avec des producteurs, ...) ou avec leurs propres actifs de production.

La loi de finances pour 2025 a prévu un dispositif post ARENH qui en cas de dépassement de certains seuils permet de faire bénéficier à tous les consommateurs d'un partage des revenus de l'exploitation des centrales nucléaires historiques, on parle de « Versement Nucléaire Universel » (VNU). L'article 17 de la loi de finances 2025 définit plus précisément le dispositif qui s'articule autour de deux mécanismes :

- Une taxe sur l'utilisation du combustible nucléaire assise sur les recettes issues de la vente d'électricité nucléaire d'EDF,
- Et une redistribution des montants issus de la taxe à travers une minoration des prix de l'électricité à l'ensemble des consommateurs finaux d'électricité ayant conclu un contrat de fourniture.

À date tous les textes réglementaires encadrant la régulation de la production d'électricité nucléaire mise en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2026, consécutivement à la fin du dispositif ARENH et en application de l'article L.336-16 du code de l'énergie introduit par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, sont parus.

L'arrêté du 11 février 2026 (ECOE2534902A) fixe les seuils de taxation et d'écrêtement à respectivement 78 €/MWh et 110 €/MWh pour les années 2026 à 2028. Le décret n° 2026-75 du 11 février 2026 (ECOE2534929D) stipule quant à lui les situations dans lesquelles ces seuils peuvent être modifiés à l'intérieur de cette période de trois ans ainsi que leur indexation annuelle sur l'inflation.

Le décret n° 2026-55 du 4 février 2026 (ECOR2530644D) relatif aux conditions d'application du « versement nucléaire universel » (VNU) fixe en particulier les éléments de calcul du montant du VNU et son transfert aux fournisseurs d'électricité au titre de la minoration sur les factures de leurs consommateurs.

L'arrêté du 4 février 2026 (ECOR2602111A) précise les modalités selon lesquelles le versement nucléaire universel est mentionné sur les factures d'électricité, soit par une mention expresse de manière à assurer une correcte information du client. Un arrêté fixe pour chaque année le montant de la minoration appliquée aux factures des consommateurs.

L'arrêté du 27 mars 2026 (ECOR2608727A) sur la base de la délibération CRE n°2026-52 du 26 février 2026 fixe une valeur nulle pour le tarif unitaire de minoration applicable au titre du dispositif de versement nucléaire universel pour l'année 2026. Le niveau des revenus estimés étant

significativement inférieur aux tarifs de taxation et d'écrêtement (78 €/MWh et 110 €/MWh), les recettes de la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire pour la production d'électricité sont estimées nulles pour l'année 2026.

2.9. Mécanisme de capacité

La délibération CRE n°2025-236 du 16 octobre 2025 avait rendu un avis favorable à un projet de décret fixant les règles du futur mécanisme de capacité (MECAPA). Un ensemble de textes est paru début 2026 pour définir la méthodologie du nouveau mécanisme de capacité qui est centralisé et opéré par RTE, qui contractualise directement avec les exploitants de capacités (production, stockage, effacement). Il repose sur une courbe de demande administrée définissant les besoins hivernaux, et est financé via une taxe de répartition acquittée par les fournisseurs, grands consommateurs et gestionnaires de réseaux.

Le décret n° 2026-177 (ECOR2603069D) du 11 mars 2026 fixe l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité au 1^{er} avril 2026. ÉS Énergies et Strasbourg Électricité Réseaux sont concernés par ce dispositif.

2.10. Certificats de Production de biogaz (CPB)

Le dispositif de certificats de production de biogaz, créé par l'article 95 de la loi « climat et résilience » n°2021-1104 du 22 août 2022 a pour objectif de favoriser la production de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel et d'atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Ce dispositif impose aux fournisseurs de gaz naturel une obligation de restitution à l'État de certificats. Les fournisseurs de gaz naturel peuvent s'acquitter de cette obligation, soit en produisant directement du biogaz injecté dans un réseau de gaz naturel, soit en acquérant des certificats auprès de producteurs de biogaz. Les producteurs de biogaz commercialisent indépendamment la molécule de biogaz et les certificats de production de biogaz. Ce dispositif permet ainsi aux producteurs de biogaz de disposer d'un revenu associé à la commercialisation des certificats de production de biogaz, venant s'ajouter au revenu de la vente physique du biogaz.

La première période d'obligation de restitution de certificats de production de biogaz s'étendra du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2028. ÉS Énergies est concerné par ce nouveau dispositif.

Note 3 : Principes généraux et normes comptables

3.1. Référentiel comptable

Conformément au règlement européen n°1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du Groupe sont conformes aux normes comptables internationales comprenant les IFRS (International Financial Reporting Standards) et les IAS (International Accounting Standards) ainsi que leurs interprétations publiées à ce jour au Journal Officiel de l'Union Européenne.

La présentation des états financiers est conforme aux recommandations de l'Autorité des Marchés Financiers.

Les états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été préparés en conformité avec IAS 34 *Information financière intermédiaire*. Ils ne comportent pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets et doivent être lus conjointement avec les états financiers du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

La monnaie fonctionnelle et de présentation des états financiers du Groupe est l'euro avec un niveau de précision retenu pour les états financiers en milliers d'euros.

Les principales sociétés incluses dans le périmètre de consolidation arrêtent leurs comptes sur l'année civile.

3.2. Évolution du référentiel comptable au 30 juin 2026

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les comptes consolidés intermédiaires sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2025 à l'exception des méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires.

3.2.1. Textes adoptés par l'Union européenne

Les textes adoptés par l'Union européenne et dont l'application est obligatoire au 1^{er} janvier 2026 sont :

- Les amendements à IFRS 9 et IFRS 7 « Modifications apportées au classement et à l'évaluation des instruments financiers » publiés le 30 mai 2024 ;
- Les amendements à IFRS 9 et IFRS 7 « Contrats référençant de l'électricité dépendant de facteurs naturels » publiés le 18 décembre 2024 ;
- Et les améliorations annuelles Volume 11 « Processus annuel d'amélioration des normes (IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 et IAS 7) » publiées le 18 juillet 2024.

Ces textes n'ont pas d'impact significatif sur les comptes du Groupe au 30 juin 2026.

Les textes adoptés par l'Union européenne dont l'application anticipée est possible mais non obligatoire au 1^{er} janvier 2026 sont :

- Les amendements à IFRS 10 « États financiers consolidés » et à IAS 28 « Participations dans des entreprises associées » publiés le 11 septembre 2014 ;
- Et la norme IFRS 18 « Présentation et informations à fournir dans les états financiers » publiée le 9 avril 2024.

Le Groupe n'applique pas ces textes par anticipation au 30 juin 2026. Des travaux sont en cours pour définir la présentation des comptes du Groupe au 30 juin 2027 selon la norme IFRS 18, dont l'application est obligatoire au 1^{er} janvier 2027 avec une information comparative 2026. Le Groupe ne s'attend pas à des impacts liés aux amendements à IFRS 10 et IAS 28.

3.2.2. Autres textes publiés par l'IASB mais non encore approuvés par l'Union Européenne

Les textes suivants n'ont pas encore fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne. Ils seraient applicables aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027 ou 1^{er} janvier 2029. Des analyses sont en cours pour estimer leur impact éventuel sur les comptes du Groupe :

- La norme IFRS 19 « Filiales n'ayant pas d'obligation d'information du public : informations à fournir » publiée le 9 mai 2024 ;
- Les amendements IFRS 19 « Filiales n'ayant pas d'obligation d'information du public : informations à fournir » publiés le 21 août 2025 ;
- Les amendements à IAS 21 « Conversion vers une monnaie de présentation hyperinflationniste » publiés le 13 novembre 2025 ;
- Et la norme IFRS 20 « Actifs et passifs réglementaires » publiée le 27 mai 2026.

3.3. Recours à des estimations

La préparation des états financiers consolidés requiert de la part de la Direction, l'utilisation d'estimations et d'hypothèses susceptibles d'impacter certains éléments d'actif et de passif et les montants des produits et des charges qui figurent dans ces états financiers, ainsi que les notes qui les accompagnent.

Le Groupe revoit ses estimations et appréciations de manière régulière sur la base de l'expérience passée et des autres facteurs jugés pertinents au regard des conditions économiques. En fonction

de l'évolution de ces hypothèses ou de conditions différentes, les montants qui figureront dans les futurs états financiers pourraient différer de ces estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites en note 4.3 de l'annexe des états financiers consolidés du 31 décembre 2025. Les estimations spécifiques au semestre sont précisées ci-après.

3.3.1. Retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin est calculé en projetant sur le semestre l'engagement de la clôture annuelle précédente, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture et ajusté le cas échéant des changements de régime. En cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours de période, les hypothèses actuarielles et l'évaluation des engagements sont mises à jour à la date du changement. A compter de cette date, le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies sont ajustés en conséquence.

Hormis les situations visées précédemment, les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages du personnel pour les arrêts intermédiaires sont modifiées par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles si des évolutions significatives interviennent sur certains paramètres (par exemple le taux d'actualisation).

Au 30 juin 2026, les indices de référence pour le calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation pris en compte pour le calcul des engagements envers le personnel s'élève respectivement à 4,2 % (contre 3,7% au 30 juin 2025) et à 1,8 % (contre 1,9% au 30 juin 2025).

3.3.2. Fonds de péréquation de l'électricité (FPE)

Le fonds de péréquation de l'électricité est destiné à compenser l'hétérogénéité des conditions d'exploitation résultant de la disparité des réseaux et des consommations sur le territoire national. Une formule de péréquation sert à déterminer sur une base annuelle, pour chaque distributeur, un solde contributeur ou bénéficiaire. Strasbourg Électricité Réseaux, aux côtés d'Enedis, fait partie des contributeurs au fonds de péréquation.

Strasbourg Électricité Réseaux en l'absence d'arrêté comptabilise au semestre la meilleure estimation à date de la contribution FPE, en utilisant la méthode de calcul retenu dans l'arrêté publié au Journal Officiel du 29 novembre 2025 (ECOR2530370A) qui définissait la contribution FPE au titre de 2025, soit une charge de 1 M€ au 30 juin 2026 qui vient diminuer le chiffre d'affaires consolidé.

3.3.2. Impôts sur les résultats

La charge d'impôts (exigible et différée) sur le résultat de la période intermédiaire est calculée en appliquant la dernière estimation connue du taux effectif d'impôt de l'exercice pour chaque entité ou groupe fiscal au résultat comptable des sociétés intégrées avant impôt.

La loi de Finances 2026 a reconduit une contribution exceptionnelle sur les bénéfices des entreprises redevables de l'IS, réalisant un chiffre d'affaires supérieur à 1,5 milliard d'euros. L'assiette de la contribution exceptionnelle pour ces entreprises correspond à la moyenne de l'IS dû au titre de l'exercice 2026 et de l'exercice précédent 2025. Le franchissement du seuil par le Groupe est probable au 30 juin 2026 mais il ne sera certain qu'au 31 décembre 2026. Le taux de la contribution applicable au Groupe en cas de franchissement du seuil est de 20,6%.

La charge d'impôt probable adossée à l'exercice précédent 2025 est comptabilisée dès le 1^{er} janvier 2026 en charge d'impôt pour -5,98 M€, et la part adossée à l'exercice 2026 est incluse dans le calcul du taux d'impôt effectif pris en compte au 30 juin 2026.

Note 4 : Périmètre de consolidation

4.1. Évolution du périmètre au cours du 1er semestre 2026

Le périmètre de consolidation du Groupe n'a pas évolué au 1^{er} semestre 2026.

4.2. Évolution du périmètre au cours de l'exercice 2025

Le périmètre de consolidation du Groupe a évolué au 31 décembre 2025 avec l'entrée de la société Schaf Elec SAS qui est intégrée selon la méthode de l'intégration globale. Fipares SA a acquis 100% du capital de cette société le 30 septembre 2025.

Note 5 : Saisonnalité de l'activité

Le résultat opérationnel intermédiaire dégagé est caractérisé par une importante saisonnalité liée à un haut niveau d'activité au premier et quatrième trimestre de l'année civile. Le phénomène, fonction des conditions climatiques et de la tarification, est d'amplitude variable selon les années et impacte les postes « Créances clients et autres débiteurs » et « Fournisseurs et autres créditeurs ». Par ailleurs, l'application de l'interprétation IFRIC 21 affecte la saisonnalité du résultat opérationnel entre les deux semestres, certaines taxes n'étant plus étalées sur l'année mais constatées dès la survenance du fait générateur de ces taxes, soit sur le premier semestre dans la plupart des cas.

Pour illustration, les chiffres d'affaires et résultats opérationnels au titre du 1^{er} et 2^{ème} semestre 2025 ainsi que ceux de l'exercice 2025 sont présentés ci-dessous :

(en K€)	1 ^{er} semestre 2025 Publié	2 ^{ème} semestre 2025 Publié	Exercice 2025 Publié
Chiffre d'affaires	676 702	577 789	1 254 491
Résultat opérationnel	118 126	99 752	217 878

✓ Notes explicatives aux comptes consolidés

Note 6 : Produits des activités ordinaires

	30.06.2026	30.06.2025
Ventes d'énergie et péage ⁽¹⁾	588 630	635 494
Prestations de services	8 175	11 044
Ventes de Marchandises	9 110	9 789
Autres produits d'exploitation	22 346	20 375
Chiffre d'affaires	628 621	676 702
Subventions d'exploitation ⁽²⁾	58 660	44 049
Autres produits de l'activité	58 660	44 049
Produits des activités ordinaires	686 921	720 751

⁽¹⁾ Les ventes d'énergie et péage comprennent des ventes nettes de négoce pour 0 K€ au 30 juin 2026 versus 2 230 K€ au 30 juin 2025.

⁽²⁾ Les subventions d'exploitation comprennent essentiellement la compensation CSPE liée à l'obligation d'achat d'électricité et de gaz produite par certaines installations pour 58 176 K€ versus 43 389 K€ au 30 juin 2025, ainsi que la compensation CSPE liée aux boucliers tarifaires électricité pour 162 K€ versus 117 K€ au 30 juin 2025 et la compensation ASP liée aux boucliers tarifaires électricité 0 K€ versus 102 K€ au 30 juin 2025.

Note 7 : Achats consommés

	30.06.2026	30.06.2025
Achats matières premières & autres approvisionnements ⁽¹⁾	-9 423	-8 998
Production immobilisée liée à des sorties de stocks	2 959	2 370
Achats de sous-traitance	-1 843	-1 735
Achats d'énergies ⁽²⁾	-417 241	-431 511
Charges de transport et d'acheminement	-22 152	-21 469
Achats non stockés, matériel et fournitures	-1 931	-1 618
Achats de marchandises	-333	-2
Provision achats et stocks	438	
Achats et variations de stocks	-449 526	-462 963

⁽¹⁾ Les achats matières premières & autres approvisionnements incluent les variations de stocks y compris gaz.

⁽²⁾ Les achats d'énergies comprennent essentiellement :

- les achats d'électricité et de gaz pour 350 723 K€ versus 375 382 K€ au 30 juin 2025. Ces achats sont minorés des ventes d'excédents réalisées sur les marchés de gros d'électricité et de gaz pour 27 382 K€ versus 37 886 K€ au 30 juin 2025,
- et les achats obligés d'électricité et de gaz produits par certaines installations (installations photovoltaïques, biométhane par exemple) pour 62 347 K€ versus 50 401 K€ au 30 juin 2025 qui sont compensés par des ventes à l'agrégateur et une compensation CSPE.

Note 8 : Autres produits et charges opérationnels courants

	30.06.2026	30.06.2025
Pertes sur créances irrécouvrables	-2 378	-2 028
Quote-part de résultat sur opérations faites en commun	-36	0
Dotations / Reprises pour pertes de valeur créances clients et autres débiteurs	-519	9
Dotations / Reprises aux provisions pour risques et charges - autres	708	1 256
Achats et variations de stock de CEE & CEE PE ⁽¹⁾	-26 750	-16 392
Redevances versées aux communes	-1 497	-1 297
Autres charges de gestion courante	-354	-702
Autres charges opérationnelles courantes	-30 826	-19 154
Autres produits ⁽²⁾	1 258	778
Dotations / Reprises aux provisions pour litiges	-511	337
Autres produits opérationnels courants	747	1 115
Autres produits et charges opérationnels courants	-30 079	-18 039

⁽¹⁾ La variation s'explique principalement par l'augmentation de l'obligation annuelle CEE & CEE PE pour la 6^{ème} période de 43,6 % par rapport à la 5^{ème} période. Ces charges de CEE & CEE PE sont refacturées aux clients.

⁽²⁾ Comprend des produits divers de gestion courante.

Note 9 : Autres produits et charges opérationnels non courants

	30.06.2026	30.06.2025
Valeur nette des actifs cédés ou mis au rebut	-8 594	-152
Autres charges opérationnelles		
Dotations / Reprises aux provisions pour risques et charges		
Dotations / Reprises aux provisions pour litiges		
Dotations / Reprises aux provisions sur immobilisations	-344	-634
Pertes de contrôle exclusif		
Autres charges opérationnelles non courantes	-8 938	-786
Produits des cessions d'actifs	5 865	
Autres produits opérationnels	131	
Pertes de contrôle exclusif		
Autres produits opérationnels non courants	5 996	0
Autres produits et charges opérationnels non courants	-2 942	-786

Note 10 : Résultat financier

Le résultat financier est essentiellement constitué des rubriques « Autres produits financiers » et « Autres charges financières » dont le détail est présenté ci-dessous :

	30.06.2026	30.06.2025
Produits financiers des participations	786	675
Autres produits financiers (essentiellement produits sur titres de dettes)	2 937	3 714
Autres produits financiers	3 723	4 389
Coût d'actualisation des provisions liées au personnel	-3 858	-3 550
Autres charges financières	-91	-1 381
Autres charges financières	-3 949	-4 931

Note 11 : Charge d'impôt sur le résultat

Détail de la charge d'impôt	30.06.2026	30.06.2025
Impôt courant exigible ⁽¹⁾⁽²⁾	-30 849	-39 097
Impôts différés	2 835	2 360
Charge d'impôt	-28 014	-36 737

⁽¹⁾ Les règles Pilier 2 de l'OCDE n'ont pas d'impact sur l'impôt courant exigible du Groupe.

⁽²⁾ L'impôt courant exigible du 30 juin 2026 et 30 juin 2025 comprend la nouvelle contribution exceptionnelle sur les bénéfices des entreprises redevables de l'IS qui dépassent certains seuils, qui a été instaurée par la loi de finances 2026 et 2025. L'assiette de la contribution exceptionnelle pour ces entreprises correspond à la moyenne de l'IS dû au titre de l'exercice courant et de l'exercice précédent.

Le franchissement du seuil par le Groupe est probable au 30 juin 2026 mais il ne sera certain qu'au 31 décembre 2026. Le taux de la contribution applicable au Groupe en cas de franchissement du seuil est de 20,6%. Au 30 juin 2026, la charge adossée au résultat 2025 est reconnue intégralement au 1^{er} janvier 2026 pour 5 978K€. Au 30 juin 2025, la charge adossée au résultat 2024 était reconnue intégralement au 1^{er} janvier 2025 pour 5 429K€.

Note 12 : Goodwill

	30.06.2026	31.12.2025
Valeur nette comptable à l'ouverture	90 280	90 280
Acquisitions		
Cessions		
Pertes de valeur		
Affectation		
Variation de périmètre		
Valeur nette comptable à la clôture	90 280	90 280
Valeur à la clôture ⁽¹⁾	90 280	90 280
Cumul des pertes de valeur à la clôture	0	0

⁽¹⁾ Comprend un goodwill concernant ES Énergies SA pour 89 305 K€ et un goodwill concernant ES Biomasse pour 975 K€, pour lesquels il n'y a pas d'indice de perte de valeur relevé au 30 juin 2026.

Note 13 : Ensemble des immobilisations corporelles

	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité et de gaz	Immobilisations en concessions des autres activités ⁽¹⁾	Autres immobilisations corporelles du domaine propre	Immeubles de placement
Immobilisations en service et en cours	1 822 962	26 650	68 453	43 175
Avances et acomptes s/ immo corporelles	756	0	13	0
Valeur brute au 30/06/2026	1 823 718	26 650	68 466	43 175
Amortissements et provisions au 30/06/2026	-889 045	-26 455	-44 654	-29 549
Valeur nette au 30/06/2026	934 673	195	23 812	13 626
Valeur nette au 31/12/2025	914 754	219	29 137	14 173

⁽¹⁾ Les immobilisations en concession des autres activités comprennent essentiellement les actifs liés au GEIE « EMC » qui ont fait l'objet d'une dépréciation au 31 décembre 2023. Les engagements hors bilan concernant ces immobilisations sont mentionnés en note 22.

Absence d'indice de perte de valeur relevée au 30 juin 2026.

Note 14 : Participations dans les coentreprises et entreprises associées_____

Détail par coentreprises et entreprises associées

	Types	Secteurs (1)	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres 30.06.2026	Dont quote-part de résultat 30.06.2026	Quote-part de capitaux propres 31.12.2025	Dont quote-part de résultat 31.12.2025
ECOGI SAS	coentreprise	V	40,00	2 546	-1 500	4 046	224
SHL SAS	coentreprise	V	50,00	2 778	70	2 708	220
SERHY SAS	coentreprise	V	35,50	19 030	472	18 842	1 761
ES SERVICES ENERGETIQUES SA	coentreprise	A	50,00	6 256	-159	7 194	556
			Total	30 610	-1 117	32 790	2 761

(1) A = Autres secteurs, V=Production et Commercialisation d'énergies

Note 15 : Autres actifs financiers non courants_____

Actifs financiers non courants évalués à la juste valeur	Valeur comptable (1) 30.06.2026	Revalorisation/ Résultat 30.06.2026	Revalorisation/ Capitaux propres 30.06.2026	Revenus perçus 30.06.2026
Titres de dettes – JV OCI non recyclable				495
Titres de dettes – JV OCI recyclable	35 568			
Titres de capitaux propres – JV OCI non recyclable	17 492		919	786
Titres de capitaux propres – JV résultat	625			
Instruments financiers dérivés de couverture – juste valeur positive en OCI	562		300	
Instruments financiers dérivés de négoce – juste valeur positive en résultat				
Total	54 247	0	1 219	1 281

(1) Au 30 juin 2026, les valeurs comptables sont égales aux justes valeurs.

Actifs financiers non courants évalués au coût amorti	Valeur comptable 30.06.2026	Revenus perçus 30.06.2026
Prêts et créances émises par l'entreprise	13 988	229
Dépôts et cautionnements	165	609
Total	14 153	838

Note 16 : Actifs financiers courants_____

Actifs financiers courants évalués à la juste valeur	Valeur comptable (1) 30.06.2026	Revalorisation / Résultat 30.06.2026	Revalorisation / capitaux propres 30.06.2026	Revenus perçus 30.06.2026
Titres de dettes – JV OCI recyclable	123 158			1 716
Instruments financiers dérivés de couverture – juste valeur positive en OCI	150		-197	
Instruments financiers dérivés de négoce – juste valeur en résultat	0			
Total	123 308	0	-197	1 716

(1) Au 30 juin 2026, les valeurs comptables sont égales aux justes valeurs.

Actifs financiers courants évalués au coût amorti	Valeur comptable	Revenus perçus
	30.06.2026	30.06.2026
Prêts et créances financières émises	1 946	32
Dépôts et cautionnements	2	7
Comptes courants EDF et autres (placements > 3 mois)	3 929	2 219
Total	5 877	2 258

Note 17 : Capitaux propres

17.1 Capital social

Au 30 juin 2026, le capital social d'Électricité de Strasbourg s'élève à 71 693 860 euros, divisé en 7 169 386 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 10 euros chacune (inchangé par rapport au 31 décembre 2025).

17.2 Distribution de dividendes

L'Assemblée Générale Ordinaire des actionnaires du 4 juin 2026 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2025 de 98 221 K€ (soit 13,70 € par action contre 11,00 € par action en 2025 au titre de 2024).

Note 18 : Passifs spécifiques des concessions

	30.06.2026	31.12.2025
Contrevaleur des biens	599 337	610 931
Financement concessionnaire non amorti	-405 113	-411 517
Droits sur biens existants - Valeurs nettes	194 224	199 414
Amortissement financement du concédant	237 921	234 743
Provision pour renouvellement	341 342	339 094
Droits sur biens à renouveler	579 263	573 837
Passifs spécifiques des concessions de Distributions Publique d'électricité	773 487	773 251

Note 19 : Provisions et passifs éventuels

	31.12.2025	Mouv. de Périmètre	Dotation	Reprise conso.	Reprise sans objet	Variation écart actuariel	Autres Variations (2)	30.06.2026
Prov. litiges ⁽¹⁾	598		686	174	0			1 110
Prov. Avantage au personnel – postérieurs à l'emploi	159 323		5 683	3 196	934	-9 513		151 363
Prov. Avantage au personnel – long terme	18 117		1 102	645	319			18 255
Prov. Avantage au personnel – court terme	3 453		1 638	2 361	1 092			1 638
Prov. pour autres charges	13 697		135	844	0			12 988
Total	195 188		9 244	7 220	2 345	-9 513		185 354

	Part Courant (< 1 an)	Part Non Courant (> 1 an)
Prov. litiges ⁽¹⁾	1 110	
Prov. Avantage au personnel – postérieurs à l'emploi	1 940	149 423
Prov. Avantage au personnel – long terme	482	17 773
Prov. Avantage au personnel – court terme	1 638	
Prov. pour impôts		
Prov. pour autres charges	5 834	7 154
Total	11 004	174 350

⁽¹⁾ Pas de litiges significatifs au 30 juin 2026

Passifs éventuels liés à des litiges (voir note 36 de l'annexe consolidée du 31 décembre 2025)

Le passif éventuel né fin 2017 entre la filiale ES Énergies et une société concurrente pour la cessation de pratiques de démarchage abusif n'a pas évolué courant du 1^{er} semestre 2026, l'audience de plaidoirie est repoussée au 4 septembre 2026. Pas d'évolution ou de décision sur le fond intervenue, il n'y a pas lieu de constater une provision au titre de ce litige dans les comptes.

Autres passifs éventuels

- Concernant le passif éventuel lié à l'URSSAF, mentionné en note 36 de l'annexe consolidée du 31 décembre 2025, la procédure n'a pas évolué durant le 1^{er} semestre 2026. La position du Groupe reste inchangée, elle estime que sa position est fondée au regard des textes applicables et aucune provision n'est à constater au passif au titre d'une régularisation du taux de cotisation pour les années 2022 à 2024 (2,5 M€).
- Concernant le passif éventuel lié à la cession de BET Huguet par FIPARES, mentionné en note 36 de l'annexe consolidée du 31 décembre 2025 : au 31 décembre 2025, FIPARES a comptabilisé 154 K€ de réduction du prix de cession complémentaire aux 175 K€ déjà pris en charge par l'intermédiaire de la réduction de prix consentie lors de la cession. Au 30 juin 2026, la répartition définitive de la prise en charge des coûts entre les membres du groupement et leurs assureurs n'est pas arrêtée et ne peut être évaluée de manière fiable. BET Huguet n'étant pas la société qui a réalisé les travaux pour lesquels les désordres ont été constatés, aucune provision n'est comptabilisée à ce titre dans les comptes du Groupe au 30 Juin 2026. Il ne peut cependant pas être entièrement exclu que FIPARES soit tenue d'assumer d'éventuels coûts additionnels qui échoieraient à BET Huguet.

Note 20 : Passifs financiers courants et non courants

	30.06.2026	COURANT	NON COURANT	
		A moins d'un an	D'un à cinq ans	A plus de 5 ans
Dépôts et cautionnements reçus	7 312	2 758	488	4 066
Emprunts auprès des établissements de crédit	712	48	194	470
Instruments financiers dérivés de couverture – juste valeur en OCI	255	2	253	
Instruments financiers dérivés de négoce – juste valeur en résultat ⁽¹⁾				
Dettes liées à l'obligation locative	10 727	2 362	5 712	2 653
Dettes financières diverses				
Total	19 006	5 170	6 647	7 189

Note 21 : Tableau des flux de trésorerie

21.1. Détail de la variation du besoin en fonds de roulement

	30.06.2026	30.06.2025
Variation des stocks	12 643	10 879
Variation des créances d'exploitation	112 988	214 563
Variation des dettes d'exploitation	-62 202	-164 565
Variation des Contributions et Compensations des Charges de Services Public d'Énergie (CSPE)	-17 465	29 790
Variation des autres créances et dettes diverses	4 507	-6 782
Variation du besoin en fonds de roulement	50 471	83 885

21.2. Réconciliation du poste trésorerie nette présenté dans le tableau des flux de trésorerie avec les éléments du bilan

	Trésorerie à l'ouverture 01.01.2026	Trésorerie à la clôture 30.06.2026
Disponibilités	55 130	73 117
Équivalents de trésorerie	196 213	162 005
Autres passifs	0	0
Total	251 343	235 122

21.3. Réconciliation du poste trésorerie nette présenté en complément au bas du tableau des flux de trésorerie avec les éléments du bilan

La variation de trésorerie présentée dans ce tableau comprend également les placements qui ont une échéance de plus de 3 mois mais pour lesquels le risque de changement de valeur est négligeable.

	Trésorerie à l'ouverture 01.01.2026	Trésorerie à la clôture 30.06.2026
Disponibilités	55 130	73 116
Équivalents de trésorerie	196 213	162 005
Titres de dettes – JV OCI recyclable (peu importe l'échéance)	162 437	158 727
Autres passifs	0	0
Total	413 780	393 848

21.4. Tableau de variation de l'endettement financier net

	Trésorerie à l'ouverture 1.01.2026	Variation	Trésorerie à la clôture 30.06.2026
Trésorerie brute	251 343	-16 221	235 122
Soldes débiteurs bancaires			
Trésorerie nette (A)	251 343	-16 221	235 122
Certains passifs financiers à court et long terme	14 238	4 513	18 751
Certains passifs d'exploitation			
Endettement financier brut (B)	14 238	4 513	18 751
Endettement financier net (A-B)	237 105	-20 734	216 371

21.5. Flux de trésorerie liés aux opérations de financement

Dans les opérations de financement, les variations des passifs correspondent en totalité à des opérations de cash. La principale variation concerne la distribution des dividendes par Électricité de Strasbourg.

Note 22 : Autres engagements

Les engagements mentionnés dans cette note comprennent tous les engagements hors bilan identifiés par le Groupe comme significatifs et pris envers les tiers par l'ensemble des entreprises consolidées par intégration globale (engagements hors bilan des sociétés mises en équivalence exclus des données chiffrées ci-dessous).

Engagements donnés	30.06.2026	Échéance à moins d'1 an	Échéance de 1 à 5 ans	Échéance à plus de 5 ans
Avals et cautions	221	221		
Engagements sur commandes d'investissements	111 522	74 817	36 706	
Engagements sur commandes d'exploitation	69 394	59 863	8 610	920
Contrats de locations simples	3 290	1 873	1 417	
Autres engagements (y compris comptes courants) ⁽¹⁾	20 961	9 562	11 399	
TOTAL	205 388	146 336	58 132	920

⁽¹⁾ Les comptes courants représentent 4 562 K€ des autres engagements donnés au 30 juin 2026.

Au 30 juin 2026, les engagements d'achats d'énergie du Groupe s'élèvent à 770 M€, pour des contrats à terme, en contrepartie des ventes aux clients finaux régulés ou ayant exercé leur éligibilité, des ventes aux gestionnaires de réseaux ainsi que des positions de négoce.

Engagements reçus	30.06.2026	Échéance à moins d'1 an	Échéance de 1 à 5 ans	Échéance à plus de 5 ans
Avals et cautions	767	767		
Engagements sur commandes d'exploitation	21 038	14 546	5 499	993
Contrats de locations simples (loyers immobiliers)	17 362	3 454	10 431	3 477
Autres engagements ⁽¹⁾	51 620	51 620		
TOTAL	90 787	70 387	15 930	4 470

⁽¹⁾ dont une autorisation de découvert de 50 000 K€ incluse dans la convention de trésorerie avec EDF.

Note 23 : Transactions entre parties liées

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2025. Le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec EDF et RTE pour la fourniture et l'acheminement de l'électricité.

Note 24 : Information sectorielle

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels » en se basant sur le reporting effectué en interne. Les secteurs opérationnels présentés au 30 juin 2026 sont détaillés dans la note 6 de l'annexe consolidée 2025.

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix du marché.

L'EBITDA présenté correspond au résultat opérationnel déduction faite des amortissements, des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession, des variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et des autres produits et charges opérationnels non courants.

au 30 juin 2026	Distributeur d'électricité et de gaz	Production et Commercialisation d'électricité et de gaz	Autres secteurs	Éliminations	Consolidé
Chiffre d'affaires externe	174 242	449 785	4 235		628 261
Chiffre d'affaires inter-secteur	2 479	4 168	29 146	-35 793	
Chiffre d'affaires	176 721	453 953	33 381	-35 793	628 261
Résultat opérationnel	58 953	30 288	-5 687		83 554
Amortissements	22 416	4 964	3 936		31 316
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie					0
Autres produits et charges opérationnels non courants	2 197	-309	1 053		2 942
Neutralisation de l'intragroupe au titre des consommations des agents	1 943	-3 123	1 180		0
EBITDA	85 509	31 821	482		117 812
Résultat sectoriel	46 563	19 359	-9 021⁽¹⁾		56 901

⁽¹⁾ Comprend la contribution exceptionnelle d'impôt 2026 supportée en totalité par Electricité de Strasbourg, maison mère du groupe fiscal (cf note 3.3.2).

au 30 juin 2025	Distributeur d'électricité et de gaz	Production et Commercialisation d'électricité et de gaz	Autres secteurs	Éliminations	Consolidé
Chiffre d'affaires externe	173 827	498 827	4 048		676 702
Chiffre d'affaires inter-secteur	2 706	11 714	29 137	-43 557	
Chiffre d'affaires	176 533	510 541	33 185	-43 557	676 702
Résultat opérationnel	59 470	60 215	-1 559		118 126
Amortissements	20 956	4 658	2 957		28 571
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	1 537				1 537
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Energie		2 230			2 230
Autres produits et charges opérationnels non courants	138	70	578		786
Neutralisation de l'intragroupe au titre des consommations des agents	2 218	-3 544	1 326		0
EBITDA	84 319	63 629	3 302		151 250
Résultat sectoriel	47 171	39 262	-1 676		84 757

Événements postérieurs à la clôture

Néant.