

**CONCESSION
DE DISTRIBUTION PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE TAHITI NORD**

**CONCLUE ENTRE
LA POLYNESIE FRANCAISE
ET
LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI**

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2025

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	7
1.1 - Le système électrique polynésien	8
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	12
2- OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	16
2.1 - Mode de détermination des tarifs	17
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2025	17
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	18
2.4 - Autres produits d'exploitation	19
2.5 - Statistiques de ventes	19
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord	21
2.7 - Gestion des impayés	22
2.8 - Services offerts à la clientèle	23
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	28
3.1 - Production	29
3.2 - Qualité de la fourniture	30
3.3 - Réseau de distribution	32
3.4 - Transition énergétique	37
3.5 - Gestion de l'équilibre	37
3.6 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif	37
3.7 - Raccordements solaires	37
3.8 - Travaux significatifs et faits marquants	37
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	40
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	41
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	48
4.3 - Comptes de la concession	54
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés	64
4.5 - Annexes	68
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	75
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	76
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	77
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	79
5.4 - Dépenses de renouvellement	81
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	84
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année	89
5.7 - Indemnités de fin de concession	90
5.8 - Plan de Renouvellement	91
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC	93

0 - FAITS MARQUANTS

1. Communs à toutes les concessions d'EDT

Les tarifs des concessions EDT (hors Maupiti et Raivavae) sont inchangés depuis une hausse de 6,5% environ, intervenue au mois d'octobre 2022. Pour mémoire, cette hausse était censée être suivie de plusieurs autres équivalentes, nécessaires au rattrapage de déficit de Chiffre d'Affaires cumulé au cours des années précédentes. Toutefois, l'annonce faite par le ministre de l'énergie de l'époque, n'a pas été endossée par ses successeurs, et l'écart entre RA et CA augmenté de la péréquation n'a cessé de se dégrader.

A fin 2025, cet écart s'établit ainsi à 2.331.630.678 F CFP, à augmenter d'un redressement sur la péréquation au titre de l'année 2022 et suivantes, annoncé par la DPE.

EDT a adressé le 31 mars 2026 au Ministre en charge de l'énergie, une mise en demeure de procéder soit à une hausse des prix de l'électricité de sorte à ramener à zéro ce déficit au terme de l'exercice 2026, soit de procéder à l'apurement direct de la dette correspondante.

2. Spécifiques à la concession de Tahiti Nord

1. Exploitation : une année sous forte contrainte opérationnelle

L'exercice 2025 a été marqué par une dégradation significative des conditions d'exploitation du parc thermique de Tahiti Nord, résultant de la combinaison de trois facteurs majeurs :

- la perte progressive puis totale des moyens de production du site de Vairaatoa,
- une sollicitation accrue de la centrale de la Punaruu, désormais principal pilier thermique,
- et l'intégration croissante des énergies renouvelables intermittentes, en particulier du photovoltaïque.

Ce contexte a imposé une adaptation permanente des stratégies de conduite du système électrique, avec pour priorité la sécurisation de l'alimentation de Tahiti et la préservation des moyens thermiques existants, devenus critiques pour la continuité de service.

2. Situation Technique de la centrale Vairaatoa

a. Rôle opérationnel de Vairaatoa dans le système électrique

La turbine T1V de Vairaatoa ne constituait pas un moyen indispensable à la garantie de la puissance thermique, la centrale de la Punaruu disposant à elle seule de la capacité nécessaire pour couvrir la PMAX du système électrique de Tahiti Nord.

En revanche, dans une logique d'accompagnement et de développement des énergies renouvelables, l'exploitant avait fait le choix d'armer la centrale de Vairaatoa 7j/7, afin de disposer d'un outil de flexibilité thermique complémentaire.

Ce positionnement opérationnel visait notamment à :

- faciliter l'intégration des ENR intermittentes, en particulier du photovoltaïque,
- accompagner les variations rapides du PV fatal,
- fournir de la réserve tournante et du lissage de puissance,
- et limiter les cycles de démarrage/arrêt des groupes de la Punaruu.

Cette flexibilité a pris une importance accrue à la suite de la mise en service des centrales équipées de stockage issues de l'Appel à Projets ENR n°1, qui ont renforcé les besoins de régulation fine du système électrique.

Ainsi, Vairaatoa jouait avant son arrêt un rôle d'optimisation de l'exploitation et de facilitation de l'intégration des ENR, sans être un actif strictement capacitaire.

b. Dégradation structurelle et mise hors exploitation

Les désordres structurels mis en évidence dès 2022, puis aggravés fin 2024, ont conduit à un renforcement progressif des dispositifs de surveillance et de sécurisation du site. Malgré ces mesures, l'évolution rapide de la dégradation des bâtiments, la compromission des fonctions de protection incendie et les enjeux de sécurité des personnes ont rendu incompatible toute poursuite d'exploitation industrielle pérenne.

Les études techniques et analyses technico-économiques réalisées en 2025 ont conduit à écarter :

- toute remise en état du site,
- tout usage ponctuel sécurisé,
- ainsi que le déplacement de la turbine sur un autre site,
- ces options ne permettant ni une restitution de puissance dans des délais compatibles, ni une cohérence avec la trajectoire industrielle du projet Site 3, ni le respect des exigences de sécurité du groupe.

La mise hors exploitation définitive de la centrale de Vairaatoa a ainsi été décidée fin octobre 2025.

c. Impact de la perte de Vairaatoa sur l'exploitation du parc thermique

L'arrêt de Vairaatoa n'a pas remis en cause la capacité du système à couvrir la pointe de consommation, mais il a entraîné la disparition d'un levier majeur de flexibilité d'exploitation, avec des conséquences directes :

- report des besoins de régulation sur la centrale de la Punaruu,
- augmentation significative des arrêts/démarrages des groupes,
- exploitation plus cyclée, moins favorable à la tenue dans le temps des moteurs thermiques.

3. Mesures d'exploitation mises en œuvre pour préserver la Punaruu

Face à la perte du levier de flexibilité qu'offrait Vairaatoa, plusieurs mesures structurantes d'exploitation ont été décidées et mises en œuvre en 2025 :

- révision des limites de sollicitation des groupes, avec relèvement des minimums techniques (de 4 MW à 7 MW),
- adaptation des règles de placement afin de limiter les fonctionnements thermiques dégradés liés au PV fatal,
- organisation stricte des arrêts pour ne maintenir qu'une seule grande révision simultanée.

Ces décisions visent à préserver les moteurs de la Punaruu, désormais seuls garants de la flexibilité et de la sécurité d'alimentation à court terme.

4. Réforme du régime de gestion des pertes de transport

Depuis le 1^{er} mars 2025, le gestionnaire du réseau de transport assume la responsabilité des pertes d'énergie survenues sur son réseau. Une convention signée les 19 et 27 février 2025 par EDT et la TEP, instaure en effet un mécanisme de refacturation des pertes de transport par le gestionnaire du réseau de distribution. Afin de n'entraîner aucun impact financier ni pour les différents opérateurs, ni pour le client final, ce nouveau régime s'est accompagné d'une mise à jour concomitante :

- de la redevance TEP
- des tarifs de vente d'hydroélectricité par MARAMA NUI
- des tarifs de vente d'énergie par EDT et SECOSUD aux clients finals.

Par ailleurs, depuis le 1^{er} mars 2025 également, TEP est devenue acheteur de l'énergie produite par les installations d'énergies renouvelables raccordées à son réseau et mises en service postérieurement au 1^{er} juillet 2024 (à savoir, à ce jour, les installations solaires avec stockage de Mana O Hiupe et de Mana Solar). Cette énergie est ensuite revendue au franc le franc à EDT, la question des pertes étant traitée génériquement par la convention ci-dessus.

Principaux indicateurs

		TAHITI NORD			
		2025		2024	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	57 105		56 817	
	BT	56 559	99,04%	56 272	99,04%
	MT	546	0,96%	545	0,96%
	Puissance souscrite au 31/12	457 659		457 810	
	BT	388 430	84,87%	384 258	88,44%
	MT	69 229	15,13%	73 552	11,56%
	Puissance maximale appelée (*)	81,98		78,67	
	Nombre de kWh vendus total	424 219 364		426 706 770	
	BT	235 366 427	55,48%	236 513 318	55,43%
	MT	188 852 937	44,52%	190 193 452	44,57%
	Chiffre d'affaires énergie	14 577 185 723		14 603 741 942	
	BT : Total	8 674 120 780	59,50%	8 699 699 541	59,57%
	BT : par client	153 364		154 601	
	BT : par kVA de puissance souscrite	22 331		22 409	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	1 857 140 594	21,41%	1 838 561 055	21,13%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	6 816 980 186	78,59%	6 861 138 486	78,87%
	MT : Total	5 899 605 969	40,47%	5 900 583 427	40,40%
	MT : par client	10 805 139		10 826 759	
	MT : par kVA de puissance souscrite	85 218		116 261	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	1 326 779 695	22,49%	1 292 241 217	21,90%
	MT : part variable en XPF et % du CA total	4 572 826 274	77,51%	4 608 342 210	78,10%
TECHNIQUES	Prix moyen de vente par kWh vendu	34,36		34,22	
	BT	36,85		36,78	
	MT	31,24		31,02	
	Rendement réseaux (s/production nette)	0,94		0,95	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	49 027 405	10,83%	23 945 527	5,35%
	Energie hydroélectrique kWh	160 559 159	35,47%	165 258 542	36,94%
	Energie thermique kWh	243 015 630	53,69%	258 135 083	57,70%
	Energie totale achetée	452 602 194		447 339 152	
	Temps moyen de coupure				
FINANCIERS	global	00H50		1h03	
	origine production	0		0	
	origine transport	0		0	
	origine distribution	00H50		1h03	
	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement Km	1 578		1 572	
	Valeur d'origine k XPF	51 537 463		49 181 704	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	23 052 691		18 572 322	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement k XPF	2 751 157		1 833 416	
	Dépenses d'améliorant k XPF	52 009		218 620	
	Indemnité de fin de concession k XPF	12 837 656		12 655 201	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)) k XPF	14 393 573		14 262 292	
	Part revenant à la concession k XPF	6 285 141		6 390 856	
	Coût des énergies et du transport k XPF	8 108 431		7 871 436	
	Rémunération du concédant (avant IRCM) k XPF	541 795		438 651	
	Ecart RA - CA - péréquation de l'année (***) k XPF	-184 328		-328 262	

(+) => à récupérer dans les tarifs N+1

(*) La puissance maximale appelée est mesurée au niveau des départs distribution et prend en compte le rendement des réseaux

(**) La valeur nette économique des actifs gérés correspond à leur valeur d'origine diminuée d'un amortissement linéaire en fonction de leur durée de vie. Elle est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

(***) Ecart RA-CA incluant le plafonnement N-1.

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

- Le système électrique de l'ensemble des archipels
- Le système électrique sur l'île de Tahiti
 - Production thermique, hydraulique, solaire,
 - Transport
 - Distribution

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation du groupe
- Le groupe en Polynésie
- Les moyens affectés à la concession

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

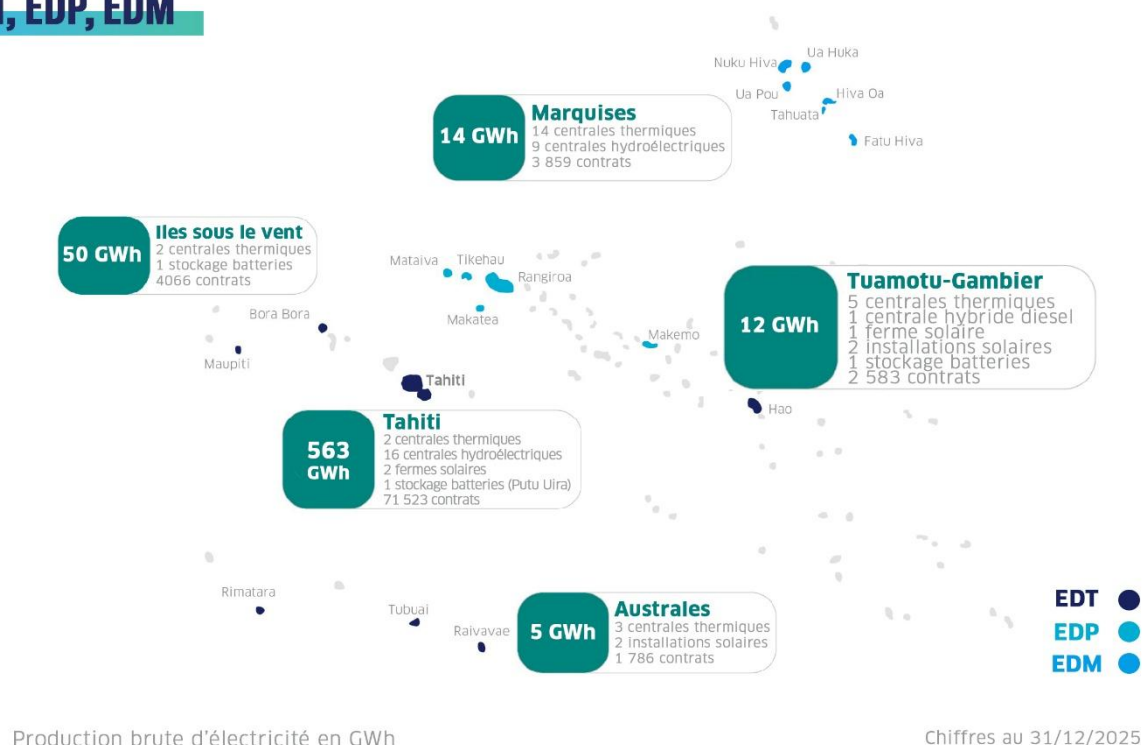
- La convention de concession
 - Les autres contrats
- Cf. paragraphe :
6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE
PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

EDT, EDP, EDM



Ce système est très éclaté puisque destiné à 280.000 habitants répartis sur 76 îles (sur un total de 118) pour une superficie proche de l'Europe.

Les systèmes sont donc de très faibles puissances, sans possibilité de secours par une île voisine.

Il n'est pas comparable aux systèmes des grands continents qui sont interconnectés entre eux et bénéficient d'effets d'échelle.

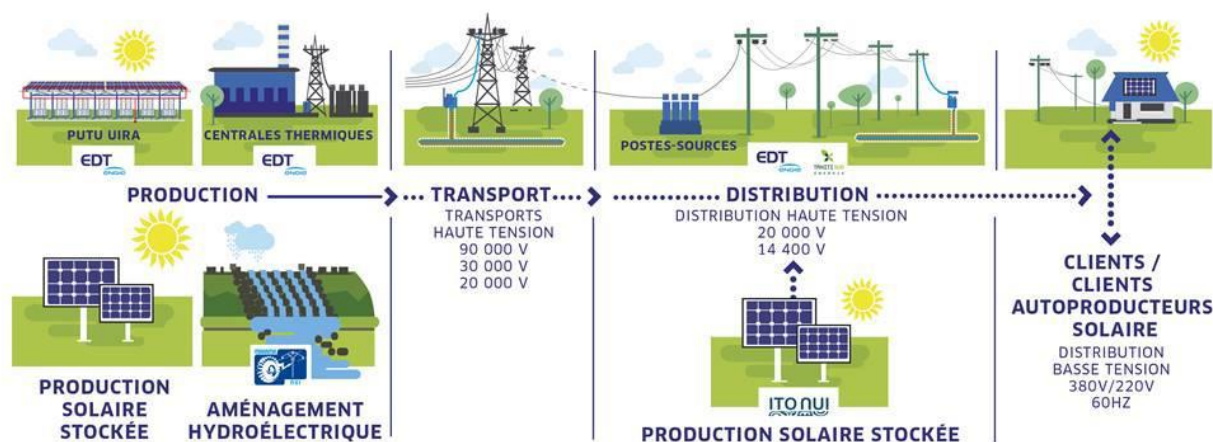
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régions communales soit de petites installations privées.

Les concessions existantes, alliant sauf exception production et distribution, sont confiées aux sociétés de distribution d'électricité du Groupe Engie en Polynésie, que sont EDT, TSE, EDP et EDM.

La production hydroélectrique, quant à elle, fait généralement l'objet de concessions ou d'autorisations de forces hydrauliques distinctes des concessions de distribution.

1.1.2 Le système électrique sur l'île de Tahiti

LE PARCOURS DE L'ÉLECTRICITÉ



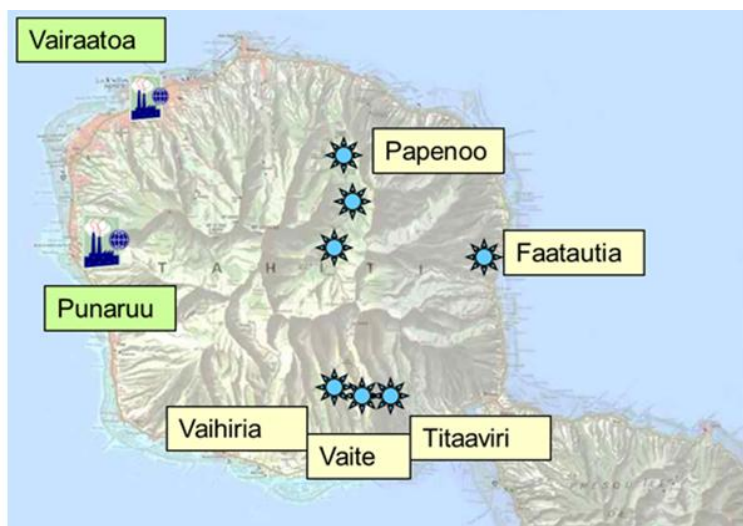
Le système comprend trois activités principales, la production d'électricité, son transport et sa distribution.

1.1.2.1 La production est composée à ce jour

- de 2 centrales thermiques assurant à la fois la garantie de puissance et l'équilibre des réseaux (Tension fréquence) (en concession EDT)
- de 18 centrales hydro-électriques (Marama Nui, CHPP & Polynésienne des Eaux)
- de 4 fermes solaires avec stockage issues de l'appel à projets Tranche 1 lancée par la Polynésie française
- de 4 486 installations photovoltaïques sur l'île de Tahiti (Privés hors concession)

Centrale	Puissance		Production brute		
Punaruu	121,1	MW			
Vairaatoa (Secours)	11,6	MW			
2 centrales thermiques	132,7	MW	283,75	GWh	50,39%
Papenoo	28,4	MW			
Faatautia	7,6	MW			
Vaihiria	4,9	MW			
Vaite	2,4	MW			
Titaaviri	4,1	MW			
CHPP	0,6	MW	1,22		
Polynésienne des Eaux	0,2	MW	0,01		
18 centrales hydroélectriques	48,2	MW	180,31	GWh	32,02%
Centrales PV avec stockage	30,0	Mwcrète	41,82	GWh	7,43%
4486 installations photovoltaïques	63,8	Mwcrète	26,13	GWh	4,64%
PV autoconsommé (estimé)			31,12	GWh	5,53%
TOTAL			563,13	GWh	100,00%
% ENR total					49,61%

Situation géographique des centrales



Centrale thermique de la Punaruu



La production thermique est assurée par EDT au travers de son contrat de concession de Tahiti Nord.

La production hydro-électrique est assurée très majoritairement par la société Marama Nui au travers de 6 contrats de concession signés avec le territoire de la Polynésie française entre 1985 et 1995, ces contrats arrivant à échéance entre 2035 pour les plus anciens et 2050 pour les plus récents.

Ces contrats visent au financement, à la conception, à la réalisation puis à l'exploitation d'ouvrages hydrauliques dont la valeur dépasse les 20 milliards de francs.

Les autres énergies renouvelables bénéficient aujourd'hui de la même priorité laquelle est hiérarchisée depuis l'arrêté 62 CM du 22 janvier 2021 en fonction du prix des énergie en concurrence.

La production solaire issue de 4 486 installations bénéficie de contrats d'achats d'une durée de 25 ans (à compter de leur date de raccordement au réseau) leur garantissant une stabilité des prix.

Les enjeux à court terme de la production sont :

- en Polynésie :
Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux
- sur l'île de Tahiti :

Un important programme de renouvellement de la production thermique a été validé par la Polynésie Française, visant à préparer le futur du système énergétique de Tahiti d'ici à 2030. Ce programme ambitieux a pour objectif de soutenir le développement des énergies renouvelables tout en garantissant un haut niveau de résilience du système électrique. Parmi les initiatives clés, on retrouve le Plan Punaruu 2025, qui prévoit le renouvellement des filières Punaruu avec un avancement de 60 %, ainsi que le rétrofit des groupes PC 4. En outre, le programme inclut l'évolution des moyens de production sur divers sites, le démantèlement de Vairaatoa, et le Plan Punaruu 2030, qui poursuivra le renouvellement des filières Punaruu. Ces efforts combinés permettront de moderniser l'infrastructure énergétique de Tahiti, assurant ainsi une transition vers des sources d'énergie plus durables et résilientes.

1.1.2.2 La distribution d'électricité

Sur l'île de Tahiti, la distribution d'électricité a été confiée :

- pour la partie nord, en 1960, par le gouvernement de la Polynésie à la société EDT ;
- pour la partie sud, en 2017, par le SECOSUD, à la Société TSE, filiale d'EDT.

La concession de Tahiti Nord délègue à son concessionnaire des missions de production, de distribution, de placement de l'énergie, de conduite des réseaux et de stabilité du système électrique et de gestion de clientèle, elle prend fin au 30 septembre 2030.



C'est à partir de la salle du dispatching, illustrée par les photos ci-dessus, que sont réalisés à ce jour :

- La gestion de l'équilibre du système électrique conformément à la convention signée avec la TEP et le Pays,
- L'assistance à la conduite du réseau de distribution,
- La remontée des incidents du réseau de distribution au chargé d'exploitation et manœuvre des organes télécommandés pour son compte,
- La conduite des centrales hydro, en dehors des heures ouvrables, pour le compte de Marama Nui.
- Le contrôle de la production solaire stockée dans le cadre de la stabilité du réseau

La concession du Secosud délègue à son concessionnaire les missions d'approvisionnement en énergie, de distribution et de gestion de clientèle, elle prend fin le 28 février 2034.

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 A propos d'ENGIE

ENGIE est un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Alors que le Groupe est résolument décidé à conserver son rang d'acteur majeur en Europe et de leader de la transition énergétique, il est devenu un fournisseur d'énergie de référence dans le monde.

Le Groupe ENGIE, c'est aussi une culture de coopération. Cela implique de travailler en réseau avec d'autres filiales pour innover, échanger les meilleures pratiques, et adapter les réussites d'ailleurs au contexte polynésien. Cette dynamique d'apprentissage continu est au service d'une ambition commune : **réussir ensemble la transition énergétique du Fenua.**

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

ENGIE en Polynésie s'inscrit dans une dynamique mondiale en faveur d'une énergie plus propre, plus juste, et plus durable. Le Groupe vise la **neutralité carbone d'ici 2045**, avec une part d'**énergies renouvelables portée à 58 %** dans son mix électrique dès 2030. Cet engagement se traduit localement par des projets concrets à Tahiti et dans les îles : mise en service de la batterie **Putu Uira à la Punaruu**, ou le **Battery Energy Storage System (BESS) à Bora Bora**, développement de fermes solaires avec stockage, modernisation des équipements thermiques, et soutien actif à la maîtrise de la consommation chez les clients.

Un engagement au cœur du Fenua

Le Groupe ENGIE en Polynésie contribue activement à la transition énergétique de la Polynésie française, aux côtés d'autres acteurs présents sur le territoire. De Tahiti aux îles éloignées, nos implantations témoignent de notre volonté d'accompagner, site après site, le développement d'une énergie plus durable et plus locale. Cette carte met en lumière notre présence et notre contribution, dans le respect de la diversité et des spécificités de chaque archipel.

Le Pôle Énergie : un moteur collectif au service de la Polynésie

Pour accompagner la transition énergétique du Fenua, ENGIE en Polynésie s'appuie sur son Pôle Énergie, qui regroupe EDT, Marama Nui, TSE, EDM, EDP et Ito Nui. Ce Pôle réunit des expertises complémentaires pour produire, stocker, distribuer, et mieux consommer l'énergie, partout sur le territoire. Sa mission : accélérer la décarbonation, moderniser les infrastructures et assurer un service public de distribution d'électricité fiable, durable et de qualité pour tous les Polynésiens.

Un mix électrique en transition

EDT affirme son rôle de catalyseur essentiel de la transition énergétique en Polynésie française, collaborant étroitement avec toutes les entités du Pôle Énergie d'ENGIE en Polynésie. Jouant un rôle clé dans la décarbonation, l'innovation et la modernisation des infrastructures électriques du Fenua, EDT vise à assurer un mix électrique durable et une gestion optimisée des ressources locales. L'objectif est de garantir la sécurité de l'approvisionnement et la performance opérationnelle.

1.2.3. Les moyens affectés à la concession

Service Réseaux Nord

Le Service d'exploitation Réseaux Nord de Tahiti est composé de 4 cellules :

- la cellule Exploitation des Réseaux de Tahiti,
- la cellule Renouvellement Réseau,
- la cellule Maintenance,
- la cellule Eclairage Public.

Ses missions :

- En tant qu'exploitant : fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (le Pays)
- Assurer une maintenance préventive au travers d'un programme à moyen terme validé par l'autorité concédante ;

Au regard de l'éclairage public : veiller à l'entretien et au bon fonctionnement des lampadaires en contrat avec les communes, lotissements ou opérateurs.

Service exploitation thermique

Le Service Exploitation Thermique de Tahiti situé à Punaruu, comprend quatre cellules :

- la cellule Travaux Mécaniques,
- la cellule Travaux électriques,
- la cellule Conduite,
- la cellule Support Exploitation.

et une équipe Projets de renouvellement.

Sa mission :

- Assurer l'exploitation, la conduite et la maintenance des outils de production thermique de la centrale Vairaatoa et Punaruu, ainsi que du stockage de combustible de Papatii.
- Assurer la Puissance garantie de l'île de Tahiti,
- Accompanyer les énergies fatales en assurant la régulation de fréquence et tension
- Etudier et réaliser le programme de renouvellement des moyens de production thermiques.

Service Gestion des énergies

En 2025, EDT a fait évoluer l'organisation de son Service Gestion de l'Énergie afin de répondre aux nouveaux enjeux liés au développement des ENR, du stockage et de la digitalisation du réseau. Cette organisation renforcée permet d'assurer la maintenance des ouvrages, la supervision du système électrique et le pilotage des installations innovantes, garantissant ainsi la sécurité et la stabilité du réseau concédé.

Ce service, rattaché à la Direction Des Opérations (DDO), est composé de deux pôles :

- Gestion et Maintenance des systèmes aux Energies
- Dispatching

➤ Gestion et Maintenance des systèmes aux Energies composé de deux Cellules :

○ Cellule TCE (Technique et Contrôle de l'Energie)

La cellule assure respectivement la fiabilité des ouvrages électriques, la gestion des incidents et la conformité réglementaire, ainsi que la supervision du réseau, la sécurisation des systèmes de téléconduite et de comptage, et l'intégration des producteurs autonomes, garantissant la continuité et la sécurité du service public de l'électricité.

○ Cellule AXES (Automatisme, eXploitation, Enr, Stockage)

La cellule est dédiée à l'exploitation, à la maintenance et au pilotage des installations de stockage par batteries et des systèmes de production hybrides. Elle accompagne le développement des projets ENR et assure la supervision des nouvelles installations, contribuant ainsi à la stabilité, à la sécurité et à la transition énergétique du réseau concédé.

➤ Dispatching :

Avec le développement des installations photovoltaïques, qu'elles soient fatales ou associées à des solutions de stockage, le métier de dispatching a connu une évolution significative au cours des deux dernières années. Le rôle du dispatcheur s'est progressivement recentré sur un objectif prioritaire de maintien de la stabilité et de la sécurité du réseau électrique, tout en veillant à optimiser l'insertion et le placement des énergies renouvelables dans le système électrique.

Cette évolution traduit le passage d'un mode d'exploitation principalement orienté vers l'équilibre offre-demande à une gestion plus fine et dynamique des contraintes réseau induits par la production décentralisée.

Service Branchement Neufs et Travaux pour Tiers

Le service est composé de 3 cellules :

- Branchements Neufs et Opérations Comptage
- Travaux Réseaux pour Tiers
- Energies renouvelables

Ses principales missions sont :

- Réaliser les études et les travaux sur le réseau de distribution financés par les tiers ;
- Réaliser les nouveaux branchements sur le réseau de distribution ;
- Assurer le contrôle, la maintenance et la veille technologique des compteurs ;
- Réaliser les études et raccordements des producteurs indépendants sur le réseau de distribution.

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti a été confiée par la Polynésie française à ELECTRICITE DE TAHITI (autrefois Etablissements Emile MARTIN), par une convention du 27 septembre 1960, conclue pour une durée initiale de 40 ans, prolongée au 30 septembre 2030.

Le cahier des charges de cette convention a été modifié par 22 fois depuis son origine, essentiellement afin de mettre à jour les éléments de rémunération prévus par la formule tarifaire de l'article 11.

Par conventions n° 90-1178 du 14 décembre 1990, et n° 99-3858 du 6 décembre 1999, la Polynésie française a également demandé à EDT d'élargir son champ d'intervention géographique à de nombreuses autres îles de Polynésie française, par étapes successives. Cet élargissement s'est fait par une construction juridique originale et complexe. Aujourd'hui, cette construction prévoit une péréquation des prix contractuelle, en complément du mécanisme de solidarité réglementaire mis en place à compter du 1^{er} janvier 2022.

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil pour l'île de Tahiti (EDT – Pacifique Petroleum et Services et EDT – TOTAL ENERGIES)
- b. Convention de fourniture d'hydroélectricité (EDT – MARAMA NUI)
- c. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque (producteurs multiples)
- d. Contrat de service et de gestion des pertes de l'énergie électrique transportée (EDT - T.E.P.)
- e. Contrat d'achat de l'énergie électrique d'origine renouvelable transportée (EDT – TEP)
- f. Convention de transferts d'ouvrages en provenance de la TEP
- g. Principaux baux de la concession
- h. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- i. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- j. Contrat de supports communs avec l'OPT

Ces contrats sont détaillés au chapitre 6 « Engagements nécessaires à la continuité du service public ».

2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- 2.1 Mode de détermination des tarifs
- 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2025
- 2.3 Chiffre d'affaires énergie
- 2.4 Autres produits d'exploitation
- 2.5 Statistiques de ventes
- 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord
- 2.7 Gestion des impayés
- 2.8 Services offerts à la clientèle

2.1 - Mode de détermination des tarifs

Les tarifs de vente de l'électricité sont arrêtés par le Conseil des Ministres.

La dernière actualisation a eu lieu le 1er octobre 2022, applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1975 CM du 29 septembre 2022, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

En 2025, la présentation des tarifs à la clientèle a néanmoins évolué, faisant apparaître le tarif EDT et la redevance TEP séparément. Il est également à noter que la redevance TEP a subi une augmentation en 2025, en passant de 3,03 F/ kWh à 3,43 F/kWh au 1^{er} mars 2025, au détriment des tarifs EDT qui ont subi une baisse dans les mêmes proportions (-0,40 F/kWh) pour l'ensemble des catégories tarifaires.

2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2025

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 décembre 2025	Du 1er janvier au 28 février 2025	Du 1 mars au 31 décembre 2025
			Prix du kWh (XPF)	Prix hors TEP	Prix hors TEP
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	11,90	8,87	8,47
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	31,10	28,07	27,67
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 150 kWh/mois	22,00	18,97	18,57
BT Usage domestique 2nde tranche	P3	de 150 à 240 kWh/mois	23,30	20,27	19,87
BT Usage domestique 3ème tranche	P4	de 240 à 360 kWh/mois	40,64	37,61	37,21
BT Usage domestique 4ème tranche	P5	au -dessus de 360 kWh/mois	42,46	39,43	39,03
BT Eclairage public	P6		33,95	30,92	30,52
BT Usages professionnels et autres usages 1ère tranche	P7	de 0 à 500 kWh/mois	36,20	33,17	32,77
BT Usages professionnels et autres usages 2ème tranche	P8	de 500 à 1 000 kWh/mois	37,00	33,97	33,57
BT Usages professionnels et autres usages 3ème tranche	P9	au -dessus de 1000 kWh/mois	39,49	36,46	36,06
MT Tarif jour 1ère tranche	P10	de 0 à 18 000 kWh/mois	24,63	21,60	21,20
MT Tarif jour 2ème tranche	P11	au -dessus de 18 000 kWh/mois	26,10	23,07	22,67
MT Tarif nuit 1ère tranche	P12	de 0 à 18 000 kWh/mois	21,67	18,64	18,24
MT Tarif nuit 2ème tranche	P13	au -dessus de 18 000 kWh/mois	23,15	20,12	19,72
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite	P14		13,30	10,27	9,87
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P15		20,90	17,87	17,47
Prépaiement supérieur à 3,3 kVA de puissance souscrite	P16		29,80	26,77	26,37

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er janvier au 31 décembre 2025
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355

Redevance	Du 1er janvier au 28 février 2025 Prix unitaire XPF	Du 1 mars au 31 décembre 2025 Prix unitaire XPF
Transport TEP	3,03 / kWh	3,43 / kWh

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%
Autres	
- Contribution de Solidarité sur l'Electricité (CSE)	6,30XPF/kWh

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 décembre 2025
	P=39,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance totale (kVA)	Prime totale (XPF)	Puissance au 31/12/2025 (kVA)	Total kWh vendus 2024
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	39 148 074	467 680 049	783 167	205 804 613	65 609	39 434 748
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	7 995 776	247 810 963				7 858 156
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	50 449 144	1 061 667 026	2 428 806	1 066 363 436	200 879	50 177 339
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	21 224 249	496 829 701				21 237 874
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	16 434 360	652 869 333				16 759 028
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	17 777 082	775 746 076				18 273 192
BT Eclairage public	P6	3 307 603	112 293 095	59 307	23 727 428	4 949	3 482 574
BT Usage professionnel 1ère tranche	P7	25 226 911	913 622 746	1 402 980	561 245 117	116 866	25 277 852
BT Usage professionnel 2ème tranche	P8	13 456 767	497 778 929				13 657 465
BT Usage professionnel 3ème tranche	P9	40 272 115	1 589 090 825				40 274 469
MT Tarif jour 1ère tranche	P10	58 039 074	1 429 502 455	611 513	1 022 871 713	51 009	58 130 237
MT Tarif jour 2nde tranche	P11	59 330 213	1 548 518 656	0	0		60 749 455
MT Tarif nuit 1ère tranche	P12	40 568 524	879 119 976	224 896	303 907 982	18 220	40 459 526
MT Tarif nuit 2nde tranche	P13	30 915 126	715 685 187	0	0		30 854 234
Prépaiement		74 346	1 591 443	1 371		127	80 621
Total		424 219 364	11 389 806 460	5 512 041	3 183 920 289	457 659	426 706 770
EP - G1			2 335 835				
CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL			14 576 062 584				
Prix moyen			34,36				

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2025.

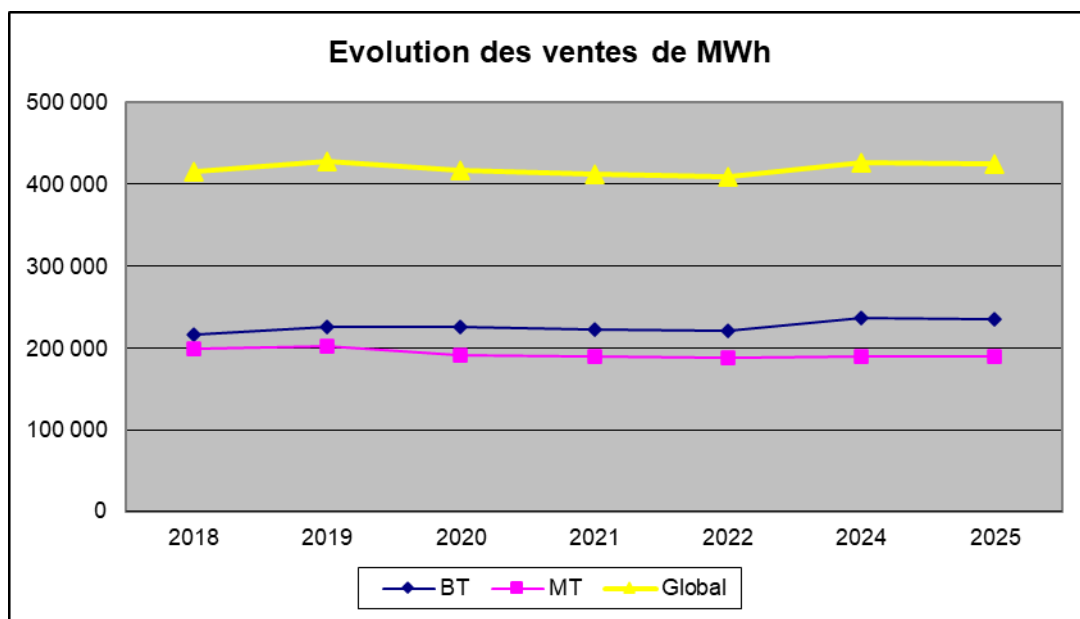
* Ce tableau inclut les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

2.4 - Autres produits d'exploitation

En complément des ventes d'énergie, l'activité en concession enregistre les autres produits d'exploitation suivants :

Concession	Tahiti Nord
Relances	53 678 174 XPF
Frais perception taxes	26 959 237 XPF
TOTAL autres produits exploitation	80 637 411 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité reculent de -0,6% (soit -2,5 GWh) entre 2025 et 2024 sur la concession Tahiti Nord et s'établissent à un volume global de 424,2 GWh en 2025. Cette légère baisse touche aussi bien les volumes de la basse tension que de la moyenne tension.

La consommation globale des clients domestiques (tarifs "petits consommateurs" et "classique" basse tension usages domestiques), qui représente 65,0% des volumes basse tension, reste stable par rapport à 2024.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 33,5% des ventes basse tension, restent également stables (-0,3 GWh).

Les ventes en tarif Éclairage Public, qui représentent 1,4% des ventes en basse tension, poursuivent leur tendance baissière (en raison du passage en LED sur plusieurs communes de Tahiti Nord) et diminuent de -5% (-0,17 GWh) pour s'établir à environ 3,3 GWh vendus en 2025.

Les ventes en moyenne tension diminuent légèrement de -0,7% en 2025 (-1,3 GWh).



Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :

Contrats souscrits aux tarifs basse tension	56 559
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>546</u>
	57 105

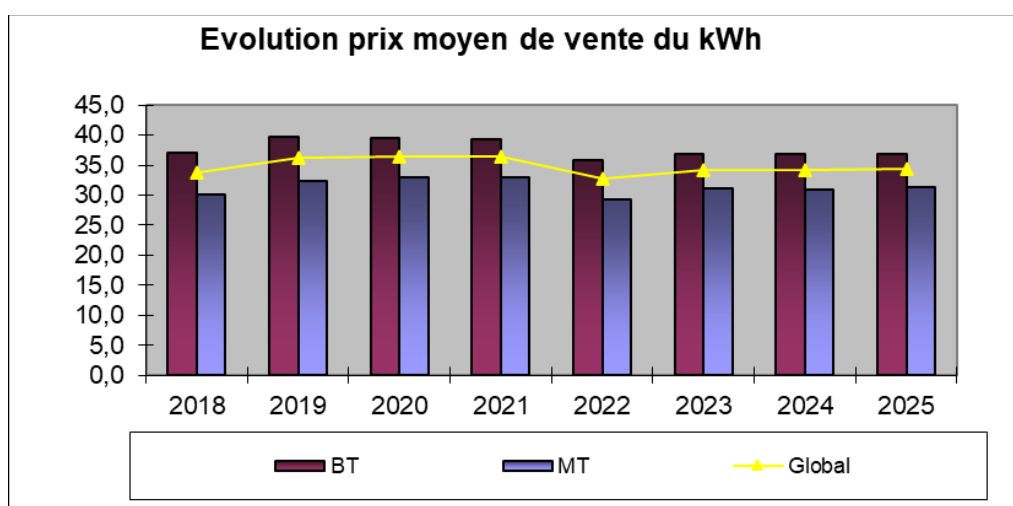
variation / 2024 (*nombre de contrats*)

+0,5% (+ 287 contrats)
<u>+0,2% (+ 1 contrat)</u>
+0,7% (+ 288 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- La légère hausse de 0,4% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 74 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 34,8% du nombre total d'abonnés.
- La croissance de 0,6% du nombre de clients en tarif « classique », avec 178 nouveaux contrats par rapport à 2024. Les clients en tarif « classique » représentent aujourd'hui 51,5% du nombre total d'abonnés.
- La légère hausse de 0,5% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui représentent 11,5% du nombre total d'abonnés, avec 31 contrats supplémentaires par rapport à 2024.
- La hausse du nombre de clients moyenne tension de +1,0% en 2025 (+1 contrat), qui représentent 1% du nombre total d'abonnés.

La puissance souscrite facturée s'élève à 5 512 041 kVA, soit une hausse de 0,5 % par rapport à 2024.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :

Tarifs basse tension	36,9 CFP
Tarifs moyenne tension	<u>31,2 CFP</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	34,4 CFP

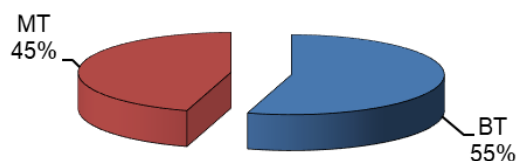
variation / 2024

+0,2%
<u>+ 0,7%</u>
+ 0,40%

Le prix moyen de vente du kWh reste stable et s'établit à 34,4 CFP/kWh. Aucune revalorisation tarifaire du prix final facturé aux clients n'a été appliquée depuis le 1^{er} octobre 2022 malgré l'évolution des prix des hydrocarbures.

La redevance TEP a par contre subi une augmentation en 2025, en passant de 3,03 F/ kWh à 3,43 F/kWh au 1^{er} mars 2025, au détriment des tarifs EDT qui ont subi une baisse dans les mêmes proportions (-0,40 F/kWh) pour l'ensemble des catégories tarifaires.

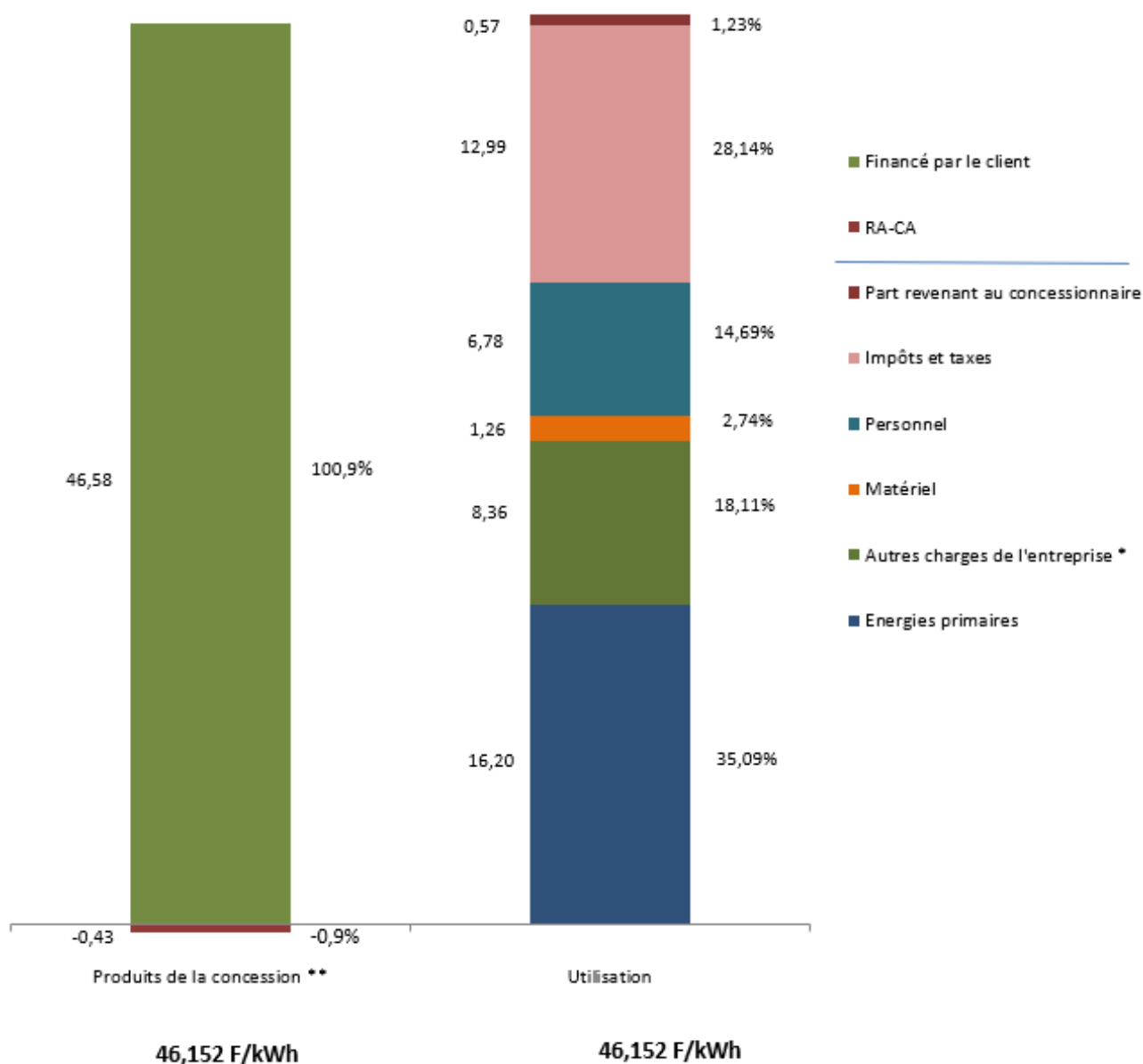
Répartition des ventes BT / MT



La répartition entre les ventes en basse tension et en moyenne tension reste identique aux années précédentes, avec 55% du volume global vendu en basse tension et 45% en moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord

2025 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



**Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend la redevance transport (TEP : 3,43 F/kWh), les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main oeuvre, etc.*

***Dont 46,58 F/KWh (100,9%) de sommes facturées aux clients*

La colonne de droite « Utilisation » détaille par nature l'ensemble des dépenses de la concession. Ces dépenses exprimées par kWh vendu s'élèvent à 46,152 F.

- Le poste impôts et taxes de 12,99 F/kWh représente 28,14% des dépenses de l'exercice, il inclut :
 - les taxes communales,
 - la TVA,
 - la contribution de solidarité sur l'électricité (CSE) d'une valeur de 6,30 F/kWh,
 - l'IS,
 - l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes,

Ne sont pas inclus par simplification, la patente et l'IRCM sur les produits financiers qui figurent dans les « autres charges de l'entreprise ».

- Les énergies comprennent :
 - le coût d'achat des énergies fossiles gazole,
 - le coût d'achat des énergies renouvelables solaire,
 - le coût des huiles.

La colonne de gauche « Produits de la concession » est d'un montant équivalent, ces produits ont deux origines :

- Les recettes clients de 46,58 F/kWh qui financent 100,9% des dépenses de la concession
- L'écart RA-CA est de -0,43 F/kWh pour la différence soit 0,9% des dépenses de la concession

Détail des produits de la concession:

	en F/kWh	en %
La part financée par le client comprend:		
- Les ventes d'énergie	34,36	74,5%
- Les produits accessoires	0,19	0,4%
- Les taxes communales, TVA, CPS	5,73	12,4%
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	13,7%
	<u>46,58</u>	<u>100,9%</u>

La part financée par le concessionnaire:

- Avance du concessionnaire	- 0,43	-0,9%
	<u>- 0,43</u>	<u>-0,9%</u>

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2025, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Tahiti Nord, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/25, était de 2,9 Milliards Fcp, ce qui représente 19% du chiffre d'affaires 2025, soit un délai de créances clients de 67 jours, en amélioration de 5,8 jours par rapport à 2024.

Dans le cadre du processus de recouvrement automatisé en vigueur, les clients en situation d'impayés au-delà de la date limite de paiement indiquée sur leur facture reçoivent une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Tahiti Nord, en moyenne 5 592 clients sont ainsi relancés chaque mois (contre 5 793 clients en 2024, soit une légère baisse de 201 clients), ce qui représente environ 9,7% du nombre total de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Tahiti Nord, en moyenne le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 258 clients par mois, contre 254 clients en moyenne par mois en 2024, soit une stabilité entre les deux années. Le nombre de coupures représente 0,4% du nombre total de contrats.

Si la situation de non-paiement perdure, le recouvrement des impayés est alors généralement confié à des prestataires de recouvrement, sociétés spécialisées dans le domaine.

En cas d'échec de recouvrement, pour diverses raisons (client insolvable, introuvable, client en redressement ou liquidation judiciaire, ...), à l'issue notamment du délai légal de prescription, ces impayés sont alors passés en pertes (créances irrécouvrables). A noter la réduction du délai de prescription pour le paiement des factures d'énergie et de travaux à 2 ans au lieu de 5 auparavant pour les clients domestiques, suite à l'entrée en application en 2017 de la loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016).

En 2025, près de 46,1 MCFP (2,8 MCFP en 2024) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tahiti Nord, soit 0,3% du chiffre d'affaires réalisé sur 2025.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2025

De multiples actions de proximité ont été organisées sur l'île de Tahiti avec des partenaires afin de sensibiliser un maximum de personnes, notamment celles à revenus faibles, aux gestes essentiels pour maîtriser leur consommation électrique.

Ces rencontres ont mis en valeur les différents services d'EDT permettant une autonomie de gestion dans la digitalisation :

- L'agence en ligne (AEL) edt.pf
- L'application mobile EDT
- Ces deux outils étant interconnectés, la connexion à l'agence en ligne et à l'application mobile ne nécessite qu'un seul même profil utilisateur.
- Le service SMS Infos qui permet une communication directe sur le téléphone portable de l'utilisateur sur des informations importantes : montant facture, enregistrement de l'auto-relève, passage du releveur, coupures pour travaux, retard dans le paiement des factures.

Un partenariat a été mis en place avec l'Office Polynésien de l'Habitat qui nous associe systématiquement à la remise officielle des clés de logements sociaux à des familles à revenus modestes.

Ces opérations ont permis de :

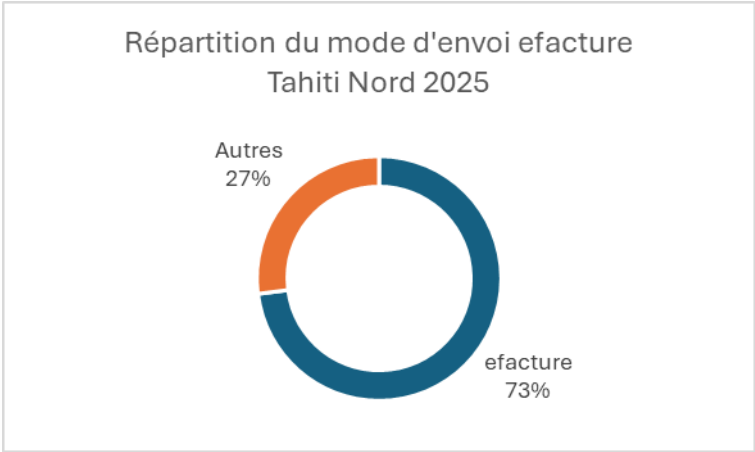
- Faciliter la contractualisation, une unité commerciale déportée ayant été mobilisée sur chaque site
- Créer une relation de confiance



La démarche de dématérialisation de la facture s'est également poursuivie avec la promotion de la efacture.

Le nombre de souscriptions à la efacture affiche une progression constante, avec un taux à fin 2025 représentant 73% pour Tahiti Nord.

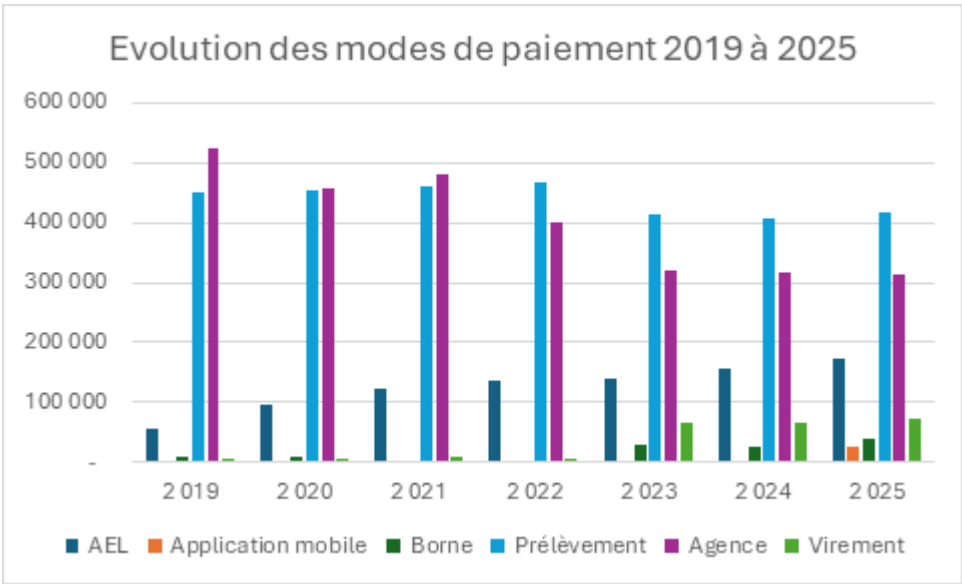
	2 023	2 024	2 025
efacture			
Tahiti Nord	21 314	32 537	44 278

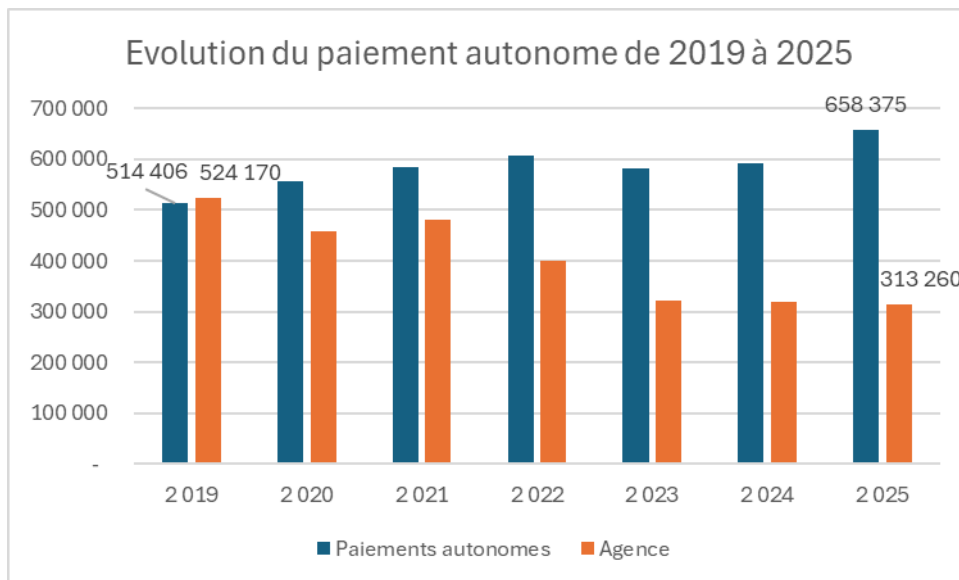


Les outils digitaux

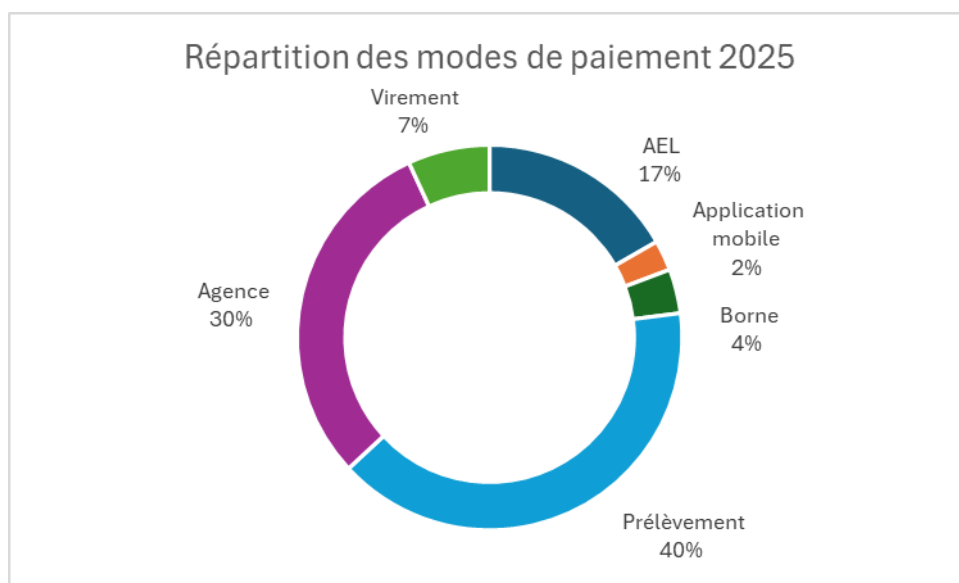
Une mise en avant de tous les outils digitaux clients par le biais de campagnes commerciales dynamiques a permis de renforcer le recours aux paiements autonomes (Agence En Ligne AEL, application mobile, prélèvement automatique, bornes de paiement) ainsi qu’à favoriser la pratique de l’auto-relève pour arriver à une meilleure maîtrise de la consommation électrique.

La progression du paiement autonome sur les 6 dernières années affiche une progression importante de 28% sur l’ensemble des concessions EDT, pour une part de paiement en agence qui baisse sur la même période de 40%.

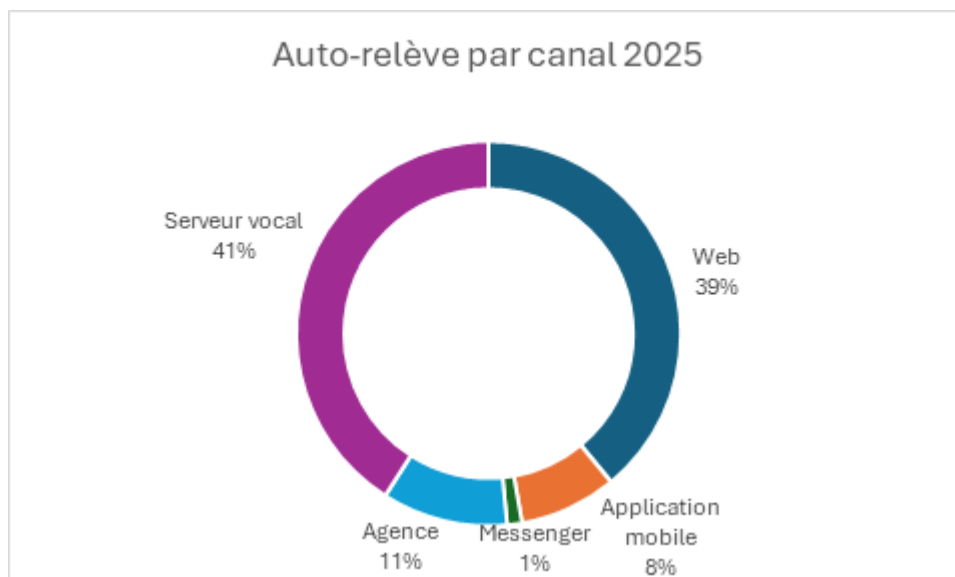




Le paiement autonome en 2025 représente 63% des canaux de paiements, part en perpétuelle évolution assimilable aux changements des comportements des clients.



Le recours aux outils digitaux est également en croissance constante pour l'auto-relève, avec plus de 49% des auto-relèves qui sont réalisés via le Web, l'application mobile et Messenger.



65% des contrats de Tahiti-Nord ont un accès au site client qui leur permet de gérer leur contrat en toute liberté : paiement, résiliation, auto-relève, simulation de facture, etc.

Accès site en ligne	
EDT	
Tahiti Nord	65%

Mesures de la qualité de service

Plusieurs mesures de la qualité de service sont effectuées afin d'évaluer le service rendu aux clients sur les canaux de contact client : agence, plateforme téléphonique et mail.

Ces mesures se font historiquement sous la forme de visites ou d'appels mystères confiés à des prestataires externes, complétées en 2025 par la mise en place d'un questionnaire d'évaluation accessible sur chaque mail de réponse clients.

Qualité de service en agences :

	2022	2023	2024	2025
Mesure Qualité service agence (<i>sur 20</i>)	9,8	12,4	14,4	12,6

La mesure de la qualité de service en agence baisse en moyenne de 1,8 point entre 2024 et 2025, mais reste néanmoins à un niveau satisfaisant.

Une homogénéité des résultats est observée sur les agences, avec un écart type de 3 points en 2025, à comparer à un écart type de 5,2 points en 2024.

Qualité de service par mail :

La note d'évaluation donnée pour la qualité du traitement de la demande est de 4,1/5 pour les particuliers et 4,4/5 pour les clients professionnels.

Qualité de service sur le canal téléphone :

Chaque année, une campagne d'appels mystères est effectuée par une société externe. La qualité du service rendu est constante par rapport à 2024 avec un taux de satisfaction de 88%.

Mesure Qualité service téléphone	2022	2023	2024	2025
Satisfait	82%	82%	88%	88%

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

- 3.1 Production
- 3.2 Qualité de la fourniture
- 3.3 Réseau de distribution
- 3.4 Transition énergétique
- 3.5 Gestion de l'équilibre
- 3.6 Achat d'énergie solaire en kWh par tarif
- 3.7 Raccordement solaire
- 3.8 Travaux significatifs et faits marquants

3.1 - Production

La production de l'île de Tahiti est la suivante en 2025 :

Total Production 2025	Tahiti		
	Production	% sur total	% sur 2024
Thermique Nette	271,41 GWh	52,4%	-8,0%
Hydro nette (MN+CHPP+P. des Eaux)	178,83 GWh	34,5%	-5,7%
PV fatal livré réseaux	26,131 GWh	5,0%	5,0%
PV stocké livré réseaux	41,816 GWh	8,1%	1351,9%
Total production Nette	518,2 GWh	100,0%	1,1%
PV autoconsommé (estimé)	31,119 GWh	5,7%	10,3%
TOTAL avec auto consommation	549,3 GWh		

Ventes (kWh livrés aux clients)	487,1 GWh	-0,2%
--	------------------	--------------

Production 2024 (Estimation du PV autoconsommé corrigée)

Total Production 2024	Tahiti		
	Production	% sur total	% sur 2023
Thermique Nette	295,08 GWh	57,6%	-11,1%
Hydro nette (MN+CHPP+SPEA)	189,54 GWh	37,0%	27,2%
PV fatal livré réseaux	24,88 GWh	4,9%	26,4%
PV stocké livré réseaux	2,88 GWh	0,6%	N/A
Total production Nette	512,4 GWh	100,0%	2,4%
PV autoconsommé (estimé)	28,21 GWh	5,2%	16,0%
TOTAL avec auto consommation	540,6 GWh		

Heures de marches des groupes

En 2025, le total d'heures de marche des moyens de production thermique est de 25 851 heures pour la centrale Emile MARTIN de la Punaruu.

A Vairaatoa, les groupes G2V et G3V n'ont pas fonctionné et ont été mis hors exploitation de manière définitive. La turbine T1V a cumulé 217 arrêts/démarrages et 2 102 heures de marche avant d'être mise en veille en novembre 2025.

Heures de marche des groupes de la Centrale Punaruu :

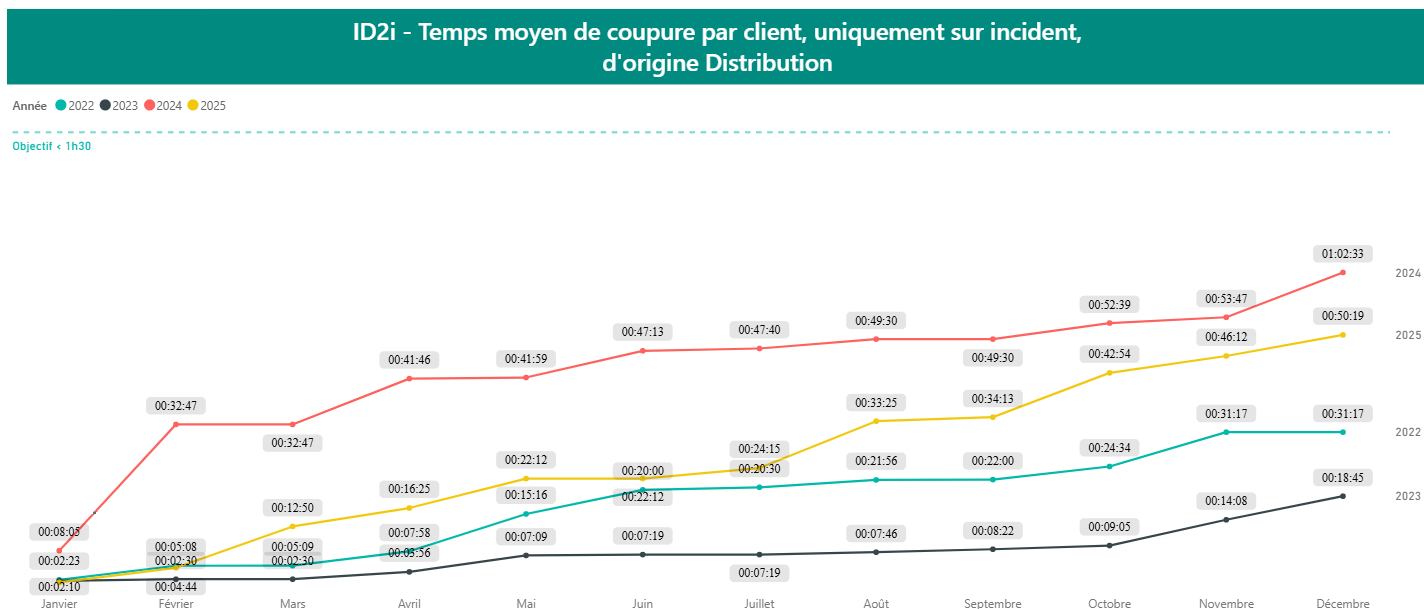
Groupes	Hdm 2025	Hdm cumulées
G1P	4 988	165 518
G2P	3 681	174 182
G3P	3 716	175 358
G4P	603	139 612
G5P	1 908	103 687
G6P	3 802	103 320
G7P	3 602	74 684
G8P	3 551	75 347

Evolution du nombre d'arrêts/démarrages des groupes de la Punaruu :

Année	Total
2019	542
2020	438
2021	405
2022	388
2023	443
2024	409
2025	573

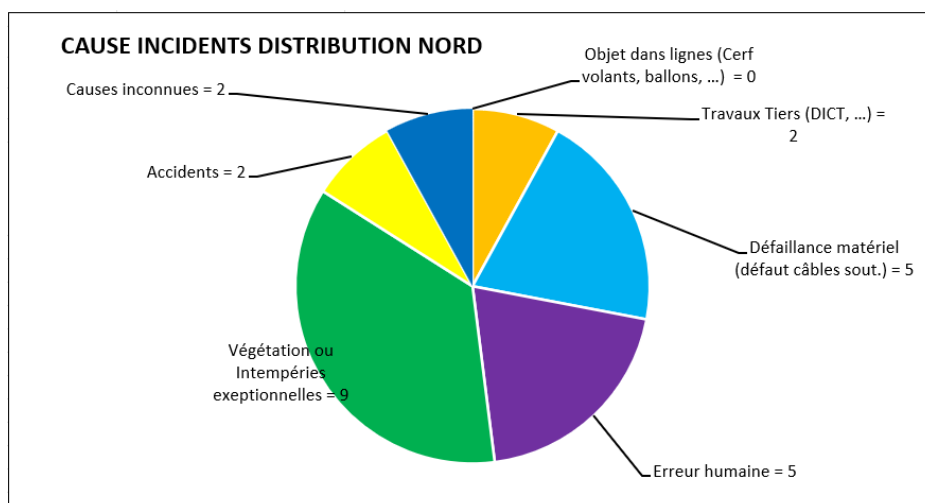
3.2 - Qualité de la fourniture

Le Temps Moyen de Coupure (TMC) global sur incidents distribution de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2025, de 50min.



Origine production : il n'y a pas eu d'incidence clientèle suite à des déclenchements de production, grâce à la bonne utilisation de Putu uira.

Le temps moyen de coupure de l'année 2025 est meilleur que celui de l'année 2024 notamment car le réseau électrique a subi moins d'incidents majeurs lors des phases de fortes intempéries de la saison des pluies. (le mois de février 2024 avait été particulièrement intense en terme d'incidents). La répartition des incidents de l'année 2025 indique que les principales causes d'incidents sont d'origines : exogènes avec des incidents liés à la végétation (chutes d'arbres sur le réseau aérien), matériels (câbles souterrains vieillissants ou endommagés) et humains (mauvaise manœuvre...).



Les efforts se poursuivent sur l'élague et le renouvellement des ouvrages de distribution (Génie civil, cellules HTA, câbles HT/BT souterrains, Transformateur DP...) ainsi que l'amélioration des organes télécommandés afin de réduire le TMC.



Glissement de terrain endommageant un poteau

On note une recrudescence d'incidents sur les postes privés, principalement dû au manque d'entretien ou de renouvellement.

Autres :

Collaboration de EDT avec la CCISM pour la pose de décoration de Noel sur le front de mer de Papeete par les agents de la cellule Eclairage public.



3.3 - Réseau de distribution

Maintenance et renouvellement des réseaux aérien :

Lancement de la stratégie de renouvellement par ZRP (Zone de Renouvellement Programmées) pour le traitement des non conformités et du renouvellement de l'ensemble des ouvrages du réseaux dans une même zone : équipements des postes, équipements des réseaux aériens, branchements etc.

Lancement de 3 chantiers tests, Z25001 / Z25002 / Z25003 :

Avant :



Après :



Traitement des non-conformités et maintenance corrective sur les équipements des postes de distribution publiques :

Bilan du renouvellement de l'année 2025

Renouvellement	Equipement	Quantité
Renouvellement réseau aérien	Poteau BT Composite	401
	Poteau HTA composite	57
	Transfo H61 et armements	21
Renouvellement équipements de postes	Coffret télécommande	10
	Transfo H59	16
	TUR par TIPI	20
	Tableau HTA	0
	LR71/D22	6

Réhabilitation des postes maçonnés de Distribution Publiques :

Une grande campagne de réhabilitation des postes maçonnés de distribution publiques a été lancée en 2021. Avant de lancer les travaux de reconstruction ou de rénovation de ces postes, une campagne de diagnostic structurel, détection de plomb et d'amiante a été lancée.

Chaque renouvellement de poste a fait l'objet d'une étude afin de déterminer les optimisations possibles à apporter sur le réseau.

➤ Diagnostic amiante/plomb et structurels des postes de distribution

A ce jour, 100% des postes de distribution publiques du parc de Tahiti Nord ont été diagnostiqués.

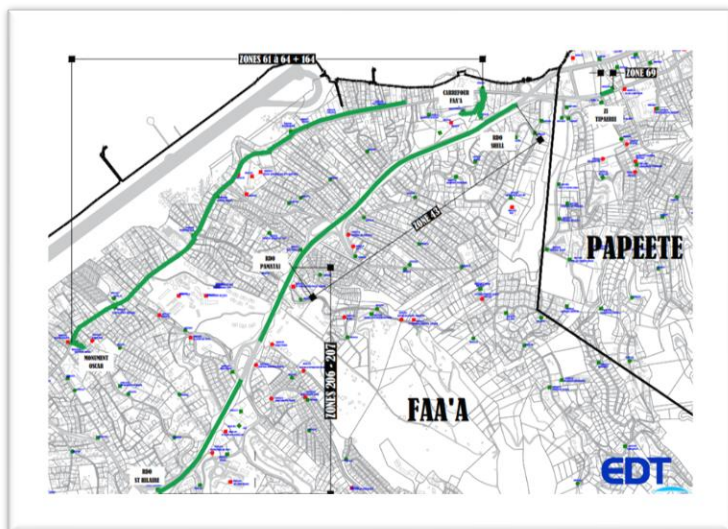
Un traitement spécifique de ces postes a immédiatement été mis en place pour l'exploitation des ouvrages contenus dans ces locaux contaminés. Une campagne a été lancée visant à désamianter les postes contaminés ou de procéder à des travaux d'encapsulages de ceux-ci afin de protéger les agents d'intervention. **13 postes ont été décontaminés en 2025.**

Le programme de rénovation des postes de distribution s'est poursuivi en 2025 et devrait s'achever en 2026. A ce jour, 253 postes DP parmi les 300 postes maçonnés de Tahiti nord ont été rénovés ou réhabilités. Les postes ayant de graves problèmes structurels ont été reconstruits ou remplacés par des LR71.

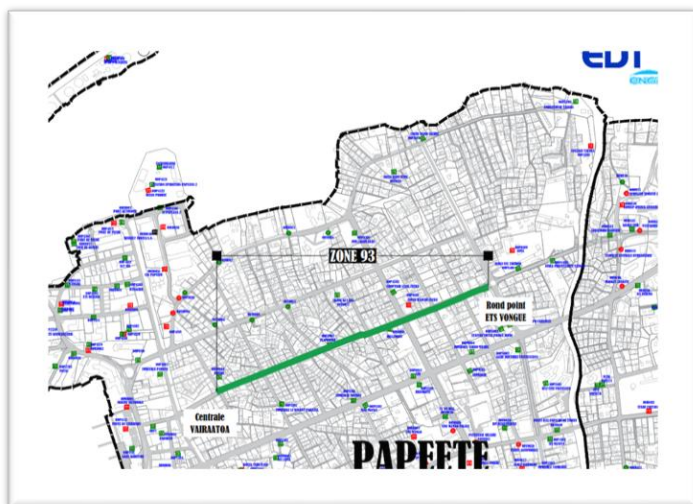
Renouvellement des câbles HTA souterrain – Programme de 2025 :

Augmentation de la cadence de renouvellement des câbles sous terrain pour l'année 2025. Renouvellement d'environ **15km** de câble HTA souterrain soit deux fois plus que l'année 2024.

Renouvellement souterrain Faaa & entrée de Papeete :



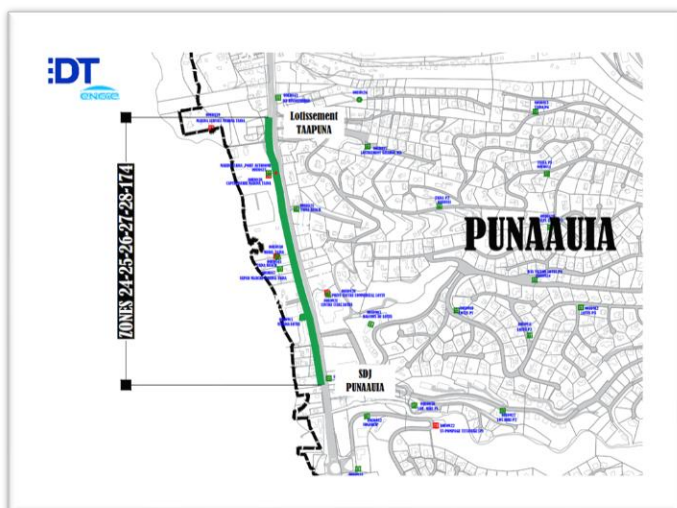
Renouvellement souterrain Papeete :



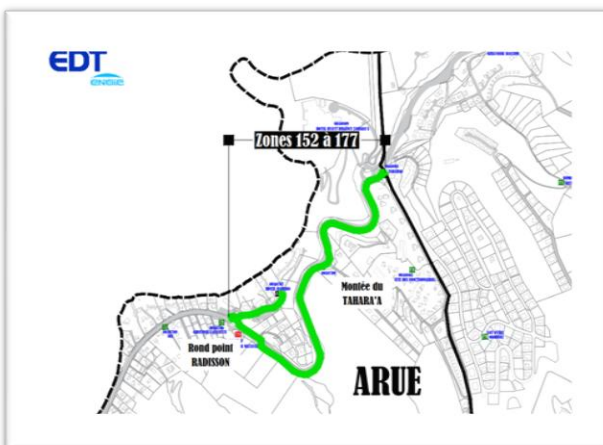
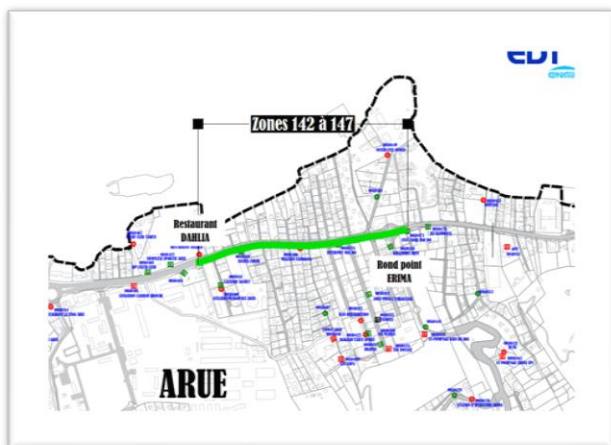
RENOUV HTA SOUT ZONE 93



Renouvellement souterrain Punaauia :



Renouvellement souterrain Arue :



Compteurs communicants (projet COCO)

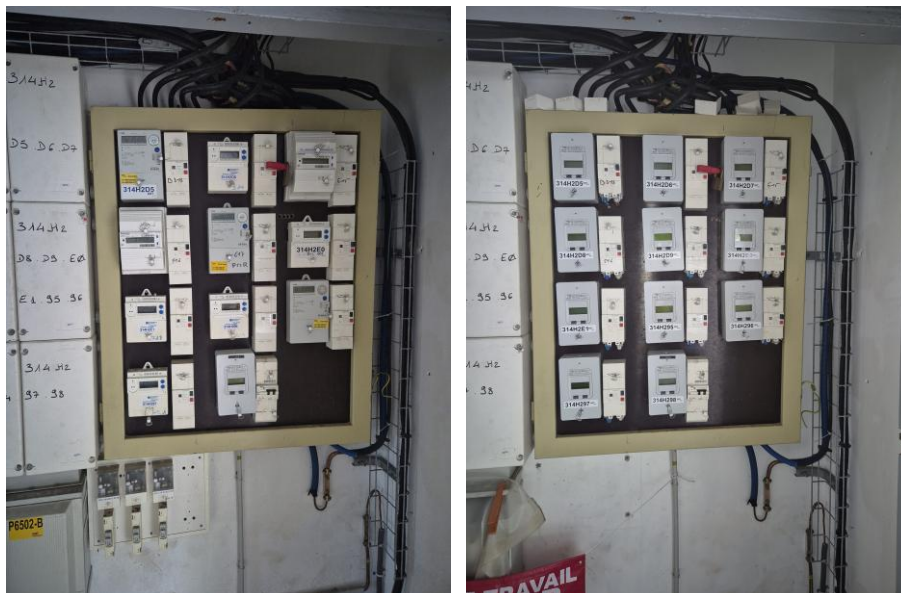
Cette opération vise à remplacer 30 000 compteurs sur la période 2024-2029.

Elle concerne les compteurs résidentiels jusqu'à 39,6 kVA.

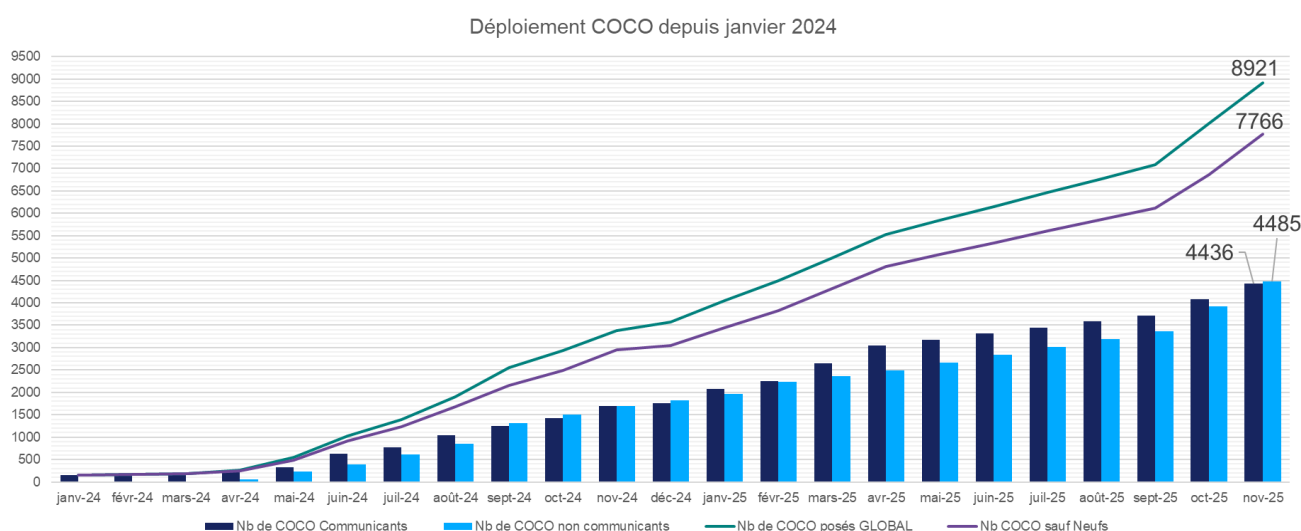
Basé sur la technologie de communication CPL-G3, le déploiement des compteurs de nouvelle génération doit permettre :

- Le remplacement du parc existant de compteurs télérelevés fonctionnant avec la technologie CPL-G1 devenue obsolète, soit environ 4 500 compteurs. Une accélération du déploiement sur 2025 a permis le remplacement de 100% du parc CPL-G1, maintenant l'accès au service de télérelève et de facturation sur consommation réelle ;
- La réalisation d'opérations de type contractuel à distance (coupure suite à une résiliation, mise en service suite à un transfert de contrat etc...). Une mise en production est prévue fin du premier semestre 2026 ;
- Une meilleure performance opérationnelle des réseaux basse tension en termes d'exploitation grâce à la récupération et l'analyse de données aux compteurs (identification des réseaux déséquilibrés, meilleure gestion des producteurs, identification des défauts etc.).

A fin 2025, environ 9 000 compteurs ont été déployés dont 50% est communicant. Ce qui représente 7 à 8% des compteurs de l'ensemble du parc.



Remplacement des compteurs télérelevés via CPL G1 par des compteurs de nouvelle génération avec une communication plus fiable, optimisé pour les réseaux intelligents (Coco) - avant/après



Courbe de déploiement des compteurs communicants depuis janvier 2024

Télérelève des compteurs ZMD

Le parc comprend un peu plus de 1 000 compteurs de type ZMD.

Ces compteurs conçus pour les clients grands consommateurs (puissance souscrite > 39,6 kVA), adaptés aux réseaux BT ou MT (avec transformateurs de courant), permettent la mesure de l'énergie active et réactive, la puissance maximale et les grandeurs électriques de base (tension, courant, fréquence, facteur de puissance) ainsi que l'enregistrement des courbes de charge.

Les compteurs embarquent actuellement des modems enfichables qui permettent la télérelève des index de consommation et de production le cas échéant.

Une nouvelle interface de télérelève fournie par Landis+Gyr (solution Advance) doit être mise en production fin du premier semestre 2026. Cette nouvelle solution remplacera la solution actuelle, Fetutea, développée en interne, devenue obsolète.

Une partie du parc possède encore des modems d'ancienne génération, communiquant par GSM, incompatible avec la nouvelle solution de télérelève. C'est pourquoi, une intensification pour le remplacement des modems a été réalisée sur 2025 pour permettre une migration rapide sur parc.

La campagne de remplacement des modems se poursuivra sur 2026. Les deux solutions co-existeront temporairement, jusqu'à ce que 100% du parc puisse être migré, sans que cela n'impacte le process de récupération des index dans le SI Client.

3.4 - Transition énergétique

En 2025, la dynamique de développement du solaire photovoltaïque s'est poursuivie. Cette évolution s'inscrit pleinement dans la trajectoire de la transition énergétique engagée, tout en accentuant les contraintes d'exploitation du système électrique.

Cette situation structurelle met en évidence la nécessité d'adapter les outils de pilotage du réseau, que ce soit par le renforcement des capacités de stockage, l'évolution des schémas de conduite, ou encore l'intégration de nouveaux moyens spécifiquement dédiés à la gestion de l'intermittence solaire.

3.5 - Gestion de l'équilibre

Impact du développement du photovoltaïque avec stockage sur l'exploitation du réseau

Parallèlement au développement du parc de production photovoltaïque, les installations solaires disposant de solutions de stockage représentent désormais une puissance cumulée d'environ 30 MWc. L'augmentation du photovoltaïque dit fatal a contribué à renforcer la gestion de l'équilibre sur le réseau électrique, mettant en évidence des limitations de capacité d'écoulement.

3.6 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	19 F/kWh	17,49 F/kWh	15,98 F/kWh
Tahiti Nord	919 533	2 247 539	1 642 142	11 914 024	13 751 826	18 432 591

3.7 - Raccordements solaires

	Total au 31/12/2025		Raccordements au cours de l'année 2025					
Concession	Nombre d'installations	Puissance raccordée (kWc)	CATEGORIE <= 10 kWc	CATEGORIE > 10 & < 36 kWc	CATEGORIE >= 36 & < 100 kWc	CATEGORIE >= 100 & < 400 kWc	CATEGORIE >= 400 kWc	Tarif de rachat XPF/kWh
TAHITI NORD	4 053	56 345	326	30	14	8	6	15,98

3.8 - Travaux significatifs et faits marquants

PRODUCTION THERMIQUE :

Exploitation :

- **Centrale de Vairaatoa :**

Les groupes G2V et G3V ont été mis hors exploitation définitive en mai 2025.

Suite aux désordres structurels constatés sur le bâtiment de la centrale, la turbine T1V a été arrêtée et mise en veille.



Local incendie groupes motopompes

- **Renforcement des mesures de fiabilisation des groupes de la Punaruu :**

Suite aux nombreuses avaries majeures de 2024 et de début d'année 2025, plusieurs mesures ont été appliquées pour préserver le parc thermique :

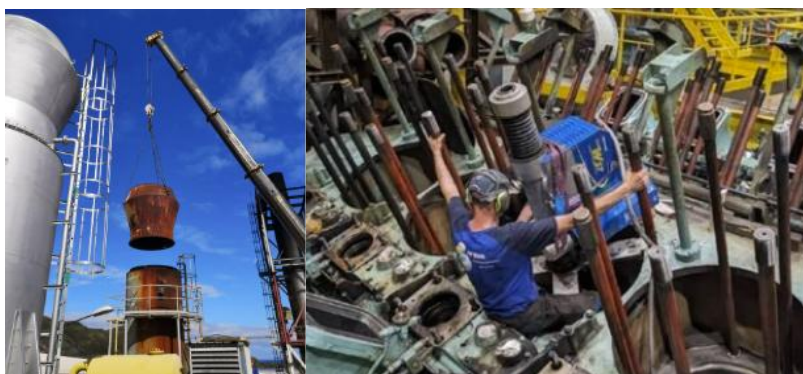
- Remontée des minimum techniques,
- Remplacement sur les groupes PC4 des clapets échappements stellite en nimonic,
- Remplacement des charges d'huile moteur par une huile spécifique au fonctionnement gazole (il ne reste plus que le groupe G3P qui sera fait prochainement),
- Reprise des lessivages gaz des turbos,

Révisions :

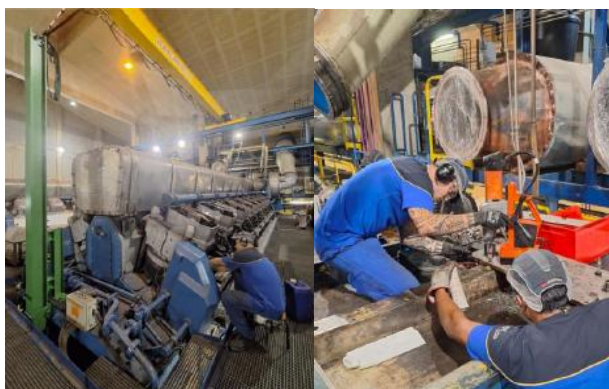
- **G1P :**

Révision R24 000

Cet arrêt a permis de renouveler plusieurs équipements majeurs et de fiabiliser le groupe.



- Les révisions **R1500 du G1P et G8P**, ainsi que la révision **R3000 du G3P** ont été réalisées.
- Les révisions **R6000 des G7P et G6P** ont été réalisées.



R6000 du G7P

Projets :

- **Retrofit :**
Les pièces pour le retrofit du G3P (pièces moteur, cellules HTA, ...) sont arrivées et stockées dans nos hangars.
La société en charge du retrofit du contrôle commande a été choisie suite à un appel d'offre pour lequel les candidats se sont déplacés sur site pour proposer leur meilleure offre.
- Les derniers travaux du plan Punaruu 2025 sont en cours de finalisation.
 - Travaux de refonte de la Salle des commandes
 - Travaux d'aménagement d'un nouveau local électrique

Audits et formations :

- 2 exercices de POI Incendie sur table et 1 exercice en réel ont été réalisés, permettant d'entraîner les équipes et tester les installations.



Exercice POI à Punaruu

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- 4.1 Principe de la comptabilité appropriée
- 4.2 Méthodologie et clés de répartition analytique
- 4.3 Comptes de la concession
- 4.4 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et Produits comptabilisés
- 4.5 Annexes

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2015 et s'applique à toute personne physique ou morale titulaire d'une délégation de service public du secteur de l'énergie en Polynésie française.

L'arrêté 725 CM du 21 mai 2024 a mis à jour et précisé les conditions de présentation des rapports annuels des délégataires.

Les comptes y sont présentés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre), séparant ce qui est récurrent de ce qui ne l'est pas.

La marge de l'entreprise est présentée par activité, en marge brute d'une part puis en marge nette pour mettre en évidence la part revenant aux actionnaires.

Les grands principes qui la régissent sont :

- 1) La séparation des contrats de délégation
- 2) La séparation des activités du contrat de délégation
- 3) Le principe du coût réel constaté
- 4) Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- 5) La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- 6) La justification du périmètre de charges
- 7) La permanence des méthodes retenues dans la détermination du périmètre de charge
- 8) Les principes relatifs à la méthode économique des charges calculées
- 9) Les opérations effectuées avec les parties liées
- 10) L'identification des contrats à long terme
- 11) Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- 12) Objectivation de la marge du délégataire par activité
- 13) Présentation de l'écart entre le revenu autorisé prévisionnel et le chiffre d'affaires réalisé
- 14) Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité en charge du contrôle de la concession des coûts présentés

4.1.1 La séparation des contrats de délégation

A l'exception des services mutualisés pour des raisons de coordination et d'efficience à savoir les fonctions de direction générale, les fonctions administratives et certains services techniques à forte valeur ajoutée, chaque concession possède ses propres moyens.

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur l'île de Tahiti.

Comptablement les dépenses engagées au bénéfice d'une concession y sont toujours directement affectées.

4.1.2 La séparation des activités du contrat de délégation

La comptabilité analytique ou métier servant d'outil de pilotage à l'entreprise individualise depuis de nombreuses années les dépenses par concession et par métier.

L'avenant 17 modifiant les conditions de rémunération du concessionnaire a permis l'obtention d'une rémunération spécifique à chaque concession et à chaque activité permettant à partir de l'exercice 2015 d'afficher une marge par concession et par activité.

Les règles de la « comptabilité appropriée » adaptées au métier n'ont que très peu modifié la découpe des activités, elles ont néanmoins imposé de ressortir sur Tahiti la fonction de dispatching et plus généralement une activité de fourniture d'énergie regroupant l'achat d'énergie avec la gestion de clientèle.

Comptablement les dépenses engagées au bénéfice d'une activité y sont toujours directement affectées.

4.1.3 Le principe du coût réel constaté

Certaines dépenses comme la main d'œuvre, non directement affectables, sont réparties sur les activités et ou chantiers sur la base des pointages journaliers et de taux horaires prédéterminés.

Les écarts constatés en fin d'exercice entre les coûts réels et les coûts imputés sont réinjectés dans les activités concernées pour qu'au final ce soit la charge réelle qui soit imputée.

Il en est de même pour toutes les dépenses intégrées en cours d'année par l'intermédiaire de coût standards et notamment de toutes les dépenses accessoires à la main d'œuvre (outillage, véhicules, coûts d'implantation, encadrement...).

4.1.4 Le principe de la prééminence de l'imputation directe

Dans le respect de ce principe, toute dépense engagée au bénéfice d'une concession ou d'une activité y est toujours directement affectée.

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Tahiti Nord, en 2025 :

- Les imputations directes concernent 86% du total des dépenses de la concession de Tahiti Nord. Elles trouvent leurs origines dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- Les 14% restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, exploitation réseaux Tahiti, des services de back office clientèle.

TAHITI NORD	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	86%	0%	86%
Frais répartis sur la concession	9%	5%	14%
Total	95%	5%	100%

4.1.5 La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière

Les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat à l'exception des postes suivants :

PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE

Les autres coûts de production d'électricité d'origine thermique comprennent :

- des produits à recevoir pour 96 513 513 CFP au titre des coûts d'avaries survenues sur les groupes G2, G3, G6 et G7 et dont les charges associées s'élèvent à un total de 96 597 775 CFP ;
- des reprises de provisions pour 15 295 261 CFP au titre des franchises d'assurance liée aux avaries survenues sur le groupe G2. Le coût de la franchise d'assurance sur le G2 s'établit à 12 750 423 CFP ;
- des produits de transfert de charges pour 71 550 952 CFP en lien avec les loyers de défiscalisation du générateur virtuel PUTU UIRA comptabilisés en charges pour un même montant ;
- des reprises de provision pour 66 278 083 CFP au titre des travaux engagés pour le démantèlement de la centrale de la Vairaatoa, les charges associées s'élèvent à 66 278 916 CFP ;
- un produit de remboursement de taxe de 434 134 CFP a également été comptabilisé.

Les autres coûts de conduite de fonctionnement comprennent une reprise de provision pour dépréciation de stock pour 62 645 358 CFP. Une provision pour dépréciation de stock a été dotée pour 147 787 941 CFP.

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 102 745 964 CFP.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 9 351 784 CFP.

A noter que ces montants représentent la quote-part des coûts du processus "production thermique Tahiti" affectée à Tahiti Nord.

La quote-part affectée au Sud se retrouve sur la rubrique "Coûts sur revente énergie".

MAINTENANCE DES MOTEURS

Les autres coûts de maintenance comprennent une reprise de provision pour révision des groupes pour 406 272 730 CFP. Les charges de révisions des groupes de l'année s'élèvent à 477 068 451 CFP. Une dotation pour provision révision des groupes a été comptabilisée pour un total de 289 366 767 CFP.

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent :

- des produits de reprise de provision pour dépréciation de stock de marchandises pour 27 569 782 CFP. Une dotation pour provisions de dépréciations de stocks de marchandises a également été enregistrée pour 35 353 111 CFP.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 15 567 542 CFP.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 10 515 045 CFP.

DISPATCHING

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 36 761 212 CFP.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 784 266 CFP.

GESTION DE CLIENTELE

Les autres coûts de fonctionnement de l'interface clientèle comprennent :

- une reprise de provision pour dépréciation des comptes clients de 41 077 199 CFP.
Les charges liées aux pertes sur créances commerciales devenues irrécouvrables s'élèvent à 46 180 275 CFP.
- des produits divers de gestion courante pour un total de 874 300 CFP.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 10 851 481 CFP.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 2 804 180 CFP.

FOURNITURE D'ELECTRICITE

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 20 915 CFP.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 367 524 CFP.

* Coûts des frais de siège : les produits inclus dans les coûts des frais de siège sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, de reprise de provision pour risques.

* Coûts des fonctions support : les produits inclus dans les coûts des fonctions support sont essentiellement des reprises d'indemnité de départ à la retraite, et de produit de cession d'éléments d'actif, et de remboursement du fonds paritaire de gestion.

4.1.6 La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique correspond à l'organisation de l'entreprise permettant la connaissance parfaite des dépenses engagées par chaque service.

Pour sa part, l'organisation de l'entreprise répond à diverses contraintes :

- la contrainte métiers avec des responsables « techniques » par métier,
- la contrainte contractuelle avec la gestion d'un patrimoine important (centrales et réseaux) confié à l'entreprise pour l'exécution d'un service de qualité ce qui nécessite des responsables pour chaque contrat de concession, sous tous leurs aspects à savoir qualité de service, gestion budgétaire, sécurité etc...
- les contraintes de la taille des exploitations et de l'isolement géographique qui obligent à la superposition d'un maximum de moyens sur place dans les îles avec l'existence de services mutualisés à forte valeur ajoutée, ce qui permet d'améliorer l'efficacité et d'optimiser les dépenses.

Il ressort de cette organisation que les périmètres de charge sont parfaitement définis.

Production :

- Les immobilisations de production sont contenues à l'intérieur des centrales, la frontière avec :
 - Le transport (Tahiti) sont les connexions des têtes de câbles des liaisons transformateur avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport ;
 - La distribution (îles) sont les bornes « aval » des transformateurs élévateurs.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps ;
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale.

Dispatching et conduite du réseau :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un service dispatching spécifique doté de moyens propres (locaux, immobilisations et personnels), ce service d'une dizaine de personnes fonctionne 24h sur 24h.
- Dans les autres îles, cette fonction est assurée en astreinte par l'exploitant, ses coûts ne sont pas différenciés.

Transport :

- Seule l'île de Tahiti en raison de sa taille possède un réseau de transport lequel fait l'objet d'une délégation de service public confiée à la TEP, ses moyens sont distincts de ceux d'EDT.
- Ce réseau qui relie les centres de production au réseau de distribution a pour frontière la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs production, situées en sortie de centrale, avec les bornes « amont » des disjoncteurs du transport, et à l'autre bout, la connexion des têtes de câbles des liaisons transformateurs de distribution avec les bornes « aval » des disjoncteurs du transport pour l'île de Tahiti.
- L'avenant 17 formalise l'accord d'EDT pour homogénéiser ses frontières et intégrer dans ses actifs des transformateurs rattachés historiquement à la concession de Transport.

Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires, telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Bora Bora), polyvalents dans les petites îles avec une imputation de leurs coûts par activité sur la base de feuilles de temps.
- Un service spécifique (Service Exploitation îles / SEI) basé sur Tahiti encadre et assiste le personnel des îles dans tous les domaines tant en technique (production Distribution) qu'en sécurité, management ou autres. Ses dépenses non directement imputables à une île en particulier sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

- En dehors des très petites exploitations où la polyvalence s'impose, les moyens affectés à la gestion de la clientèle sont spécifiques à cette activité, ils sont composés de personnel au contact des clients ou « front office » situés dans les concessions et d'un important service de « back office » mutualisé comprenant la facturation, la comptabilité client, la relance, l'agence en ligne.
- Les personnels polyvalents que l'on retrouve dans les petites îles notamment pour la relève des compteurs voire dans les très petites îles pour l'accueil clients voient leurs coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

A une écriture de comptabilité générale peuvent être associées une ou plusieurs écritures analytiques qui précisent le(s) centre(s) de coût et le(s) eOTP concernés.

L'eOTP est la combinaison d'un chantier et d'un bien, le bien permettant de préciser « sur quoi » on travaille : tel groupe de puissance d'une centrale de production, tel élément du réseau de distribution, tel barrage, telle agence de clientèle...

L'eOTP permet d'affecter une concession, une activité et un processus à l'écriture. Les centres de coûts permettent de connaître la fonction concernée en cas d'imputation directe. Ils sont aussi le support des imputations indirectes

4.1.7 La permanence des méthodes retenues dans la détermination du périmètre de charge

Aucun changement de méthode n'a été opéré sur l'exercice.

Les adaptations liées aux évolutions d'organisation suivantes sont intervenues en 2025 :

- Création d'un Service "Branchements neufs et travaux réseaux" à la Direction Des Opérations (DDO) et transfert des centres de coûts concernés de la DCMC vers ce service
- Transfert de la "Maintenance et réseau" de la DCMC vers le Service Réseau Nord
- Réorganisation interne à la DCMC sans changements de périmètres

4.1.8 Les principes relatifs à la méthode économique des charges calculées

Dans le cadre des principes de la « comptabilité appropriée », le concessionnaire a mis en place en 2017 une méthode de comptabilisation « susceptible de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- Elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement.
- Elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

Cette méthode a été validée dans le cadre de l'avenant 18b et est conforme au point 218-6 de l'arrêté 725 CM du 21 mai 2024.

L'engagement de l'entreprise auprès de ses salariés fait l'objet d'une provision pour indemnité de départ à la retraite.

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant par une réévaluation du besoin global de l'entreprise de 775 MCFP CFP lequel s'est traduit dans les comptes de la concession par une majoration des dotations annuelles correspondant aux effectifs y affectés.

4.1.9 Les opérations effectuées avec les parties liées

Une entreprise est considérée comme liée à une autre lorsqu'elle est susceptible d'être incluse par intégration globale dans un même ensemble consolidable. Les coûts sont hors contribution pour la solidarité.

ENGIE S.A

Libellé	Description	Montant CFP
Mise à disposition de personnel	Mise à disposition de personnel (acheteur, ...)	15 721 791
Convention d'assistance	La société ENGIE SA s'engage à fournir à EDT une assistance dans les domaines suivants : - comptable, administratif et financier - informatique et audit - conseil Ces prestations font l'objet d'une facturation forfaitaire de 0,722% net du chiffre d'affaires hors taxes de EDT	94 605 825
Assurance	EDT bénéficie de couvertures d'assurance multirisques et Responsabilité Civile souscrites par le groupe ENGIE. Chaque année, ENGIE refacture à EDT sa quote-part, à hauteur des risques assurés	69 947 095

MARAMA NUI

Libellé	Description	Montant CFP
Achat de l'hydroélectricité.	Jusqu'au 1er mars 2016, EDT achetait l'hydroélectricité produite par Marama Nui au tarif unique de 12,06 F/kWh. À partir de cette date, les tarifs ont été révisés et différenciés selon les vallées. Au 31/12/2025, les tarifs par vallées s'élèvent à 9,69 F pour Vaihira, 12,59 F pour Vaite, 13,65 F pour Titaaviri, 9,33 F pour Faatautia, 14,05 F pour la haute PPNOO et 14,34 F pour la moyenne PPNOO.	2 267 106 929
Dispatching	Contrat de prestation de conduite du parc hydroélectrique entre Mnui et le dispatching EDT. La conduite du parc hydroélectrique est assurée par le dispatching EDT en heures non ouvrables. Facturation sur la base d'un forfait actualisé annuellement	10 505 508

TAHITI SUD ENERGIE

Libellé	Description	Montant CFP
Vente d'énergie	Contrat de fourniture d'énergie électrique au système de distribution publique d'énergie électrique du SECOSUD	1 263 182 895
Convention d'exploitation déléguée (art 7.1) - Dépenses engagées au titre de l'exploitation opérationnelle du réseau	Les prestations d'exploitations réalisés par EDT pour le compte de TSE sont refacturées à TSE au franc le franc, sur la base des charges réellement supportées telles que comptabilisées dans les comptes analytiques s'y rapportant.	280 367 439
Convention d'exploitation déléguée (art 7.2) - Travaux de modernisation et ou de renouvellement des ouvrages	Les travaux d'extention, de modification, déplacement, modernisation et/ou de gros entretien, renouvellement des ouvrages nécessaires à la poursuite de la bonne exploitation du réseau, exigent une compétence et des moyens dépassant ceux de l'exploitation courante. Ils sont réalisés sous forme de délégation de maîtrise d'ouvrage	282 874 677
Convention d'exploitation déléguée (art 7.4) - Rémunération prestations	En qualité d'exploitante déléguée, EDT est rémunérée au titre de ses prestations au taux de 2% des "dépenses engagées". Ces dépenses engagées correspondent : - à l'ensemble des charges de TSE à l'exception des achats d'énergie, la redevance transport TEP, du contrat de prestation techniques d'aide à la conduite (dispatching), des dotations aux amortissements et provisions, des frais financiers, de IIS - aux dépenses comptabilisées directement en immobilisation le cas échéant, sans passer par un compte de charge	14 597 902
Dispatching - conduites	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre TSE et EDT. L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution,	10 249 110
Energie du personnel	TSE refacture à EDT la part d'énergie des agents dédiés au sud	10 177 616

Autres parties liées

Libellé	Description	Montant CFP
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management facturé chantiers par chantiers sur la base de bons de commande	384 249 421
Polydiesel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management facturé chantiers par chantiers sur la base de bons de commande	51 980 398

4.1.10 L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

4.1.11 Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées

La notion de produits et charges non récurrents fait référence à l'ensemble des éléments ne rentrant pas habituellement dans le cycle normal d'exploitation, d'investissement ou de financement de l'opérateur. Les

charges non récurrentes sont des charges de caractère exceptionnel n'ayant pas vocation à se reproduire les exercices suivants.

Cf. paragraphe :

3– ACTIF PASSIF ET RESULTAT DE LA CONCESSION

1. Commentaire sur les états financiers

4.1.12 Objectivation de la marge du délégataire par activité

La présentation des comptes de la concession (voir paragraphe 4.3) permet de répondre aux demandes de l'arrêté 725 CM du 21 mai 2024.

4.1.13 Présentation de l'écart entre le revenu autorisé prévisionnel et le chiffre d'affaires réalisé

Tahiti Nord	Sensibilité aux volumes (kWh vendus)	Reel 2025 XPF	2025 XPF/kWh	Augmentation tarif pour atteindre l'équilibre RA-CA-Péréquation	Volume pour atteindre l'équilibre RA-CA-Péréquation
kWh vendus		424 219 364			400 626 890
CA énergie	Variable	11 389 806 460	26,85	11 247 207 950	10 756 375 442
Prime fixe	Fixe	3 183 920 289	7,51	3 144 058 129	3 183 920 289
EP	Fixe	2 335 835	0,01	2 306 591	2 335 835
CA total		14 576 062 584	34,36	14 393 572 670	13 942 631 566
Péréquation		0	0,00		0
RE	Fixe	6 285 141 366	14,82	6 285 141 366	6 285 141 366
CE	Variable	8 108 431 304	19,11	8 108 431 304	7 657 490 200
Revenu Autorisé		14 393 572 670	33,93	14 393 572 670	13 942 631 566
Ecart RA-CA-Péréquation		-182 489 914	-0,43	0	0

Pour atteindre l'équilibre, il aurait fallu une :

- baisse du CA de 1,3% à volume constant
- ou - baisse des volumes de 5,6% à prix constant

4.1.14 Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité en charge du contrôle de la concession des coûts présentés

Cf paragraphe 4.3 Comptes de la concession.

4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique

4.2.1 Méthodologie d'établissement des comptes

Bilan :

Les postes de « haut de bilan » représentent 82 % du total du bilan et sont obtenus par imputation directe par concession.

Les autres postes relatifs aux actifs circulants et dettes d'exploitation, lesquels ne représentent que 18 % du total bilan, sont répartis au prorata :

- du chiffre d'affaires des concessions concernées pour les autres créances qui n'ont pas été imputées directement sur la bonne concession ;

- des achats et ACE pour les comptes fournisseurs ;
- de la masse salariale pour les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

La différence apparaissant au niveau du bilan de chaque concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ». Elle sert au calcul des produits et charges financières, imputés à la concession considérée, sur la base des taux de marché.

Compte de résultat :

- Postes du compte de résultat

Suite à la mise en place de la comptabilité appropriée, plusieurs activités ont été définies.

On entend par activité le ou les métiers qu'exerce l'opérateur. L'activité désigne un ensemble de tâches ayant une **finalité externe** autre que sa propre réalisation. Les activités principales sont :

- *La production d'électricité d'origine thermique*
- *La production d'électricité d'origine hydraulique*
- *La production d'électricité d'origine photovoltaïque*
- Le *dispatching* consiste à assurer l'équilibre, à tout moment, entre l'offre pouvant être délivrée par les différentes sources de productions, et la demande des consommateurs finaux.
- Le *transport* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute tension permettant l'acheminement de l'électricité des sources de production jusqu'à l'entrée des réseaux de distribution.
- La *distribution* correspond à l'activité d'un gestionnaire du réseau de moyenne et basse tension permettant l'acheminement de l'électricité du réseau de transport jusqu'au consommateur final.
- La *fourniture* correspond à l'activité d'un fournisseur d'électricité qui est chargé d'acheter l'électricité à des producteurs et de la revendre au détail au consommateur final, dont il est le principal interlocuteur.

Le document par concession a été adapté suite à la mise en œuvre de la comptabilité appropriée. Les coûts sont décomposés par activités (production, distribution, ...), par type de dépenses (maintenance, conduite et fonctionnement ...) et par chapitre (achat, sous-traitance, main œuvre).

- Le *Revenu Autorisé* est constitué :
 - D'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - De l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire
 - Du plafonnement N-1 depuis l'avenant 18b du 20 juillet 2020.
- Les *frais de siège* sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs
- Le *résultat financier* est constitué le cas échéant de la charge d'intérêt relative aux emprunts spécifiques de la concession considérée puis de la rémunération du « compte courant du concessionnaire » tel qu'il figure au bilan N-1 ;

Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement supérieurs au marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égale entre la concession et le concessionnaire.

Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 points. Il ne peut être ni supérieur au taux moyen réel de placement obtenu par le Concessionnaire dans le cadre de sa gestion de trésorerie, ni inférieur à la moyenne annuelle de l'Euribor 3 mois

Le taux de marché applicable pour les besoins est le taux Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points
Cette rémunération est calculée sur la base du taux de marché de l'exercice considéré

- Le taux appliqué aux besoins de trésorerie est de 4.143 % (+2.143 % + 2 %)

- Le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de +1.98 % (taux moyen réel de placement obtenu par le Concessionnaire inférieur l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 point)
- *L'Impôt sur les Sociétés* intègre :
 - L'impôt sur société stricto sensu
 - La contribution supplémentaire à l'impôt sur les bénéfices

Les réintégrations et déductions fiscales sont affectées au réel entre les activités « en concession » et les activités « hors concession » permettant de calculer pour chacune d'elles leur taux de prélèvement « sur résultat comptable ».

Ce taux de prélèvement des activités « en concession » est ensuite appliqué de manière uniforme au résultat comptable de chaque activité et de chaque concession.

- Pour les concessions globalement bénéficiaires, ce taux est appliqué le résultat comptable de chaque activité, même s'il est négatif.
- Pour les concessions globalement déficitaires, Il est déterminé un « impôt positif », mis en report déficitaire, qui s'imputera le moment venu sur l'impôt dû au titre des prochains résultats bénéficiaires.

La marge nette actionnaire est calculée en ajoutant les charges suivantes :

- L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% de la marge nette concession si elle est positive
- La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% de la marge nette concession si elle est positive
- Hors concession : sont comptabilisées en hors concession les activités de l'entreprise sans lien avec la réalisation des contrats de concession (contrat d'exploitation délégué TSE et Marama Nui, prestations administratives, produits et charges liés aux filiales et participations, gestion de certains risques liés au débouclage des concessions, résultat de placement par différence avec la part en concession, participation de l'entreprise à des opérations de défiscalisation locale)

4.2.2. Principes de répartition des coûts indirects

Les coûts indirects sont appréhendés au travers des centres d'analyse.

4.2.2.1 Les frais de siège :

Ils sont répartis sur les filiales, les activités concédées et les activités « hors concession ».

- La part revenant aux filiales fait l'objet d'une refacturation au franc le franc, sur la base de clés représentatives de la consommation des différentes prestations.
- La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités concédées, les activités Annexes et activités hors concession.

La quote-part revenant à chaque concession est déterminée, à part égale en fonction de la masse salariale, du nombre d'abonnés et des immobilisations brutes.

La quote-part revenant à chaque processus est déterminée au prorata d'une clé composée pour 50% du montant des immobilisations brutes concédées du processus et pour 50% des frais de personnel du processus.

4.2.2.2 Les coûts d'implantation Puurai :

Constitués des loyers, frais de personnel, entretien, assurances, ils sont répartis sur les services hébergés au prorata des superficies occupées. La quote-part revenant aux îles est limitée aux services supports des îles.

4.2.2.3 Les coûts de production :

Ce sont des charges directes des concessions concernées à l'exception de Tahiti qui possède des centrales communes pour 2 concessions.

Les montants sont répartis entre Tahiti Nord et Secosud au prorata des kWh injectés.

La refacturation des kWh produits mesurés au travers de :

- la rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1
- des autres charges de production : P2
- des matières consommées

est conforme à l'article 12 bis de l'avenant 17 relatif à la vente d'électricité hors du périmètre de la concession. Pour les autres concessions, il s'agit des sommes réelles dépensées.

4.2.2.4 Les coûts du fret du magasinage :

Regroupés au sein des services magasin et approvisionnement, ces coûts sont ventilés sur les sorties de stock et imputés en charges ou en immobilisation sur les concessions concernées en fonction de la destination des pièces concernées.

4.2.2.5 Les coûts informatiques :

Regroupés au sein du service ad hoc, ces coûts, lorsqu'ils ne sont pas directement affectés à un ou plusieurs services, sont répartis en fonction du nombre d'ordinateurs présents dans chaque service.

4.2.2.6 Les services généraux :

Dédié au site de Puurai, ces coûts sont imputés aux services occupant le site de Puurai au prorata des surfaces occupées.

4.2.2.7 Le service Formation :

Ses coûts sont repartis sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation.

4.2.2.8 Le service de support aux îles situé à Puurai :

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées selon les clés suivantes :

- le service Exploitation : pointage des agents de la cellule
- le service Maintenance Distribution : pointage des agents de la cellule
- le service Maintenance Production : pointage des agents de la cellule

Les dépenses de ce service engagées pour le compte des îles/concessions sont imputées directement sur les îles/concessions bénéficiaires de ces dépenses.

4.2.2.9 La direction commerciale :

Les clés sont différentes en fonction des services/centres de cout concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire ;
- Le centre de cout « Grand Comptes » : au prorata du nombre de clients grands comptes ;
- Le service « Relève, intervention et branchement » / « Performance » : au prorata du temps passé ;
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Les centres de couts Digital clients, Traitement données clients, Innovation services clients, Qualité Commerciale et ex Marketing : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le centre de cout Facturation : au prorata du nombre d'abonnés.

4.2.2.10 Allocation CE :

Les dépenses sont réparties au prorata de la masse salariale.

Ces centres d'analyse sont ensuite répartis sur les activités ou services bénéficiaires :

- Les répartitions primaires (coût d'implantation, DSI, allocation CE, services généraux, cellule Formation) affectent certains coûts sur les services. Ces derniers sont ensuite ventilés sur les concessions (répartitions secondaires).
- Le tableau ci-dessous met en évidence l'impact de ces répartitions secondaires, service par service, sur le résultat des activités concédées.

Pour rappel, ci-dessous les points qui permettent une meilleure compréhension des postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité :

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » prennent en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés).
- Les frais de supports « internes » à l'île sont ajoutés. Ils correspondent à l'encadrement de l'île et diverses charges de fonctionnement non affectées directement sur les processus (production, distribution, clientèle).
- Pointages et répartitions : pour les services qui interviennent sur les processus production et distribution, un taux horaire est calculé en début d'année pour chaque cellule. A chaque fois qu'un opérateur pointe, la part « support » de son pointage est envoyée dans les postes « fonctions supports » du compte de résultat par activité (impératif de la comptabilité approprié). En fin d'année, l'écart entre les coûts réels de support et le montant imputé via les pointages est réparti en fonction de la clé de répartition indiquée ci-dessous. A de rares exceptions près, les deux méthodes « répartition du total annuel via la clé de répartition » et « pointage + répartition du reste à imputer via la clé de répartition » donnent des résultats très similaires. Dans le cas contraire, l'écart est indiqué en colonne « Ecart méthode ». Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes.

Le total du Support de 1.755 MCFP détaillé ci-dessous peut être rapproché des montants du compte de résultat de la manière suivante :

- Total des lignes « fonctions support » = 1.699 MCFP (pages 57 à 61)
- Revente d'énergie à TSE = 39 MCFP de « Support P1 » + 17 MCFP de « Support P2 » (pages 73 et 74)

De la même manière, le total des frais de siège de 955 MCFP indiqué ci-dessous peut être rapproché des montants du compte de résultat de la manière suivante :

- Total des lignes « frais de siège » = 900 MCFP (pages 57 à 61)
- Revente d'énergie à TSE = 49 MCFP de « Siège P1 » + 6 MCFP de « Siège P2 » (pages 73 et 74)

Détail des frais répartis 2025
Tahiti Nord

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointage s (2)	Montant réparti sur Tahiti Nord en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tahiti Nord
Frais de siege	1 484,1	1 105,5			954,9	Voir les clés définies en 4.2. 1.	100%	86%
Exploitation des îles - Exploitation	29,5	28,1	1,5	0,0	1,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	23,0	1,2
Exploitation des îles - Maintenance distribution	14,1	12,9	2,1	0,0	2,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	15,8	2,5
Gestion des énergies	81,1	79,2	74,8	0,1	74,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	110,2	104,0
Réseau Nord	397,2	395,8	395,8		395,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	559,4	559,4
Service Branchement Travaux Réseaux	146,1	146,1	144,7	0,4	145,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	63,4	62,8
Exploitation thermique Tahiti	461,6	461,6	461,3	-0,1	461,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	782,2	781,8
Suivi du patrimoine	38,7	31,0	29,8	0,2	29,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	23,5	22,5
Grands projets	2,1	2,1	2,1		2,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	4,4	4,4
Expertise technique réseaux	25,1	24,7	22,1	-0,3	21,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	44,3	39,7
Gestion PMT distribution	6,3	6,3	6,3	0,0	6,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	20,2	20,1
Bureau études	39,1	35,4	27,6	-0,2	27,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	58,2	45,3
Pôle expertise exploitation	8,0	3,4	1,6	0,1	1,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	2,2	1,0
Dispatching	72,5	72,5	72,5		72,5	100% Tahiti	1,0	1,0
Direction exploitation tahiti	7,4	6,0		6,0	6,0			
Clientèle Tahiti	117,0	85,1	85,1		85,1	Nombre d'abonnés Tahiti	57 105	57 105
Relève Intervention Branchement / Service Performance	140,7	130,8	130,1	-1,1	129,0	Temps pointé par la cellule	133,3	132,5
Raccordements solaires	16,8	10,2	10,2	-0,3	10,0	100% Tahiti	1	1,0
Gestion administrative du solaire	42,5	42,5	41,4	0,0	41,4	Contrats solaires	4 156	4 053
Clientèle Grand compte	93,0	86,7	75,3	0,0	75,3	Contrats grands comptes	4 780	4 152
Digital clients, Traitement données clients, Innovation services clients, Qualité Commerciale, ex Marketing	152,4	144,3	129,8	0,6	130,4	Nombre d'abonnés	63 490	57 105
Facturation	42,0	32,0	28,8	0,1	28,9	Nombre d'abonnés	63 490	57 105
Reseau Tahiti Sud	45,6	0,2	0,2		0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	0,3	0,3
Support DSI	25,9	6,8			5,5			
Autres	58,1	-0,7		0,0	0,0			
Total support externe					1 754,1			
Support interne de l'île					0,5			
Total Support					1 754,6			

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Tahiti Nord	
	2025	2024
Immobilisations concédées *	51 537 463 177	49 181 370 184
- Production	24 465 442 909	23 599 824 776
- Distribution	27 072 020 268	25 581 545 408
Immobilisations privées	3 670 095 700	3 862 488 107
Immobilisations financières	577 572 552	660 842 958
Immobilisations en-cours	2 968 850 709	3 156 275 346
- Production	1 455 040 929	1 603 460 448
- Distribution	1 017 519 322	1 298 383 057
- Privées	496 290 458	254 431 841
Avances et acomptes	13 625 592	5 229 337
Total immobilisations brutes	58 767 607 730	56 866 205 932
Amortissements et provisions **	-35 179 844 839	-34 040 302 400
- Production	-18 531 041 953	-17 779 326 173
- Distribution	-13 782 466 700	-13 265 331 379
- Privés	-2 679 511 516	-2 774 075 547
- Dépréciation immobilisations	-186 824 671	-221 569 301
Immobilisations nettes	23 587 762 891	22 825 903 532
Stock	2 965 717 895	3 266 640 136
Avances et acomptes	16 054 780	128 098 176
Créances clients	3 379 573 892	3 335 518 036
Autres créances	2 871 353 086	2 611 131 541
Charges constatées d'avance	47 197 323	27 392 000
Provisions pour dépréciation	-799 321 252	-734 640 828
Stock et créances nets	8 480 575 725	8 634 139 060
Compte courant du concessionnaire	1 708 297 544	3 341 139 237
TOTAL ACTIF	33 776 636 160	34 801 181 829

* Immobilisations concédées

	2025	2024
Production		
Concessionnaire	21 540 257 496	20 674 639 363
Tiers et concédant	2 925 185 413	2 925 185 413
Total au bilan	24 465 442 909	23 599 824 776

Distribution		
Concessionnaire	22 860 048 098	21 490 103 027
Tiers et concédant	4 211 972 170	4 091 442 381
Total au bilan	27 072 020 268	25 581 545 408

** Amortissements et provisions

	2025	2024
Production		
Concessionnaire	-17 237 458 102	-16 588 109 084
Tiers et concédant	-1 293 583 851	-1 191 217 089
Total au bilan	-18 531 041 953	-17 779 326 173

Distribution		
Concessionnaire	-11 389 417 009	-10 912 634 643
Tiers et concédant	-2 393 049 691	-2 352 696 736
Total au bilan	-13 782 466 700	-13 265 331 379

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Tahiti Nord	
	2025	2024
Résultat	541 795 234	438 651 005
Capitaux propres	541 795 234	438 651 005
Droits des tiers et concédant apports gratuit ***	3 450 524 041	3 472 713 969
- Production	1 631 601 562	1 733 968 324
- Distribution	1 818 922 479	1 738 745 645
Provisions devenues sans objet	2 684 275 883	2 684 275 883
- PR devenues sans objet TN Distrib	2 684 275 883	2 684 275 883
Droits du concédant exigible en nature	6 134 799 924	6 156 989 852
Caducité	3 040 994 224	3 681 480 602
- Distribution	3 040 994 224	3 681 480 602
Autres provisions	2 813 882 212	2 850 152 772
- PIDR	1 477 026 838	1 528 759 363
- Autres provisions	1 336 855 374	1 321 393 409
Provision pour risques et charges	5 854 876 436	6 531 633 374
Emprunts et dettes financières	577 572 552	665 202 958
Clients - avances sur consommation	719 290 368	719 462 291
Fournisseurs	3 428 033 745	2 766 425 514
Dettes fiscales et sociales	2 736 967 938	3 303 127 558
Passif de renouvellement	13 426 869 155	13 824 684 487
- Production	12 610 645 338	12 953 008 140
- Distribution	816 223 817	871 676 347
Autres dettes	66 094 189	75 651 738
Produits constatés d'avance	290 336 618	319 353 052
Emprunts et dettes	21 245 164 565	21 673 907 598
TOTAL PASSIF	33 776 636 160	34 801 181 829

*** Droits des tiers et concédant apports gratuit

	2025	2024
Production		
Valeur brute apport tiers et concédant	2 925 185 413	2 925 185 413
Amort techniques pour ordre tiers et concédant	-1 293 583 851	-1 191 217 089
Total au bilan	1 631 601 562	1 733 968 324
Distribution		
Valeur brute apport tiers et concédant	4 211 972 170	4 091 442 381
Amort techniques pour ordre tiers et concédant	-2 393 049 691	-2 352 696 736
Total au bilan	1 818 922 479	1 738 745 645

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITES

				Tahiti Nord 2024			Tahiti Nord 2025		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE									
P1	Puissance maximale majorée	PRODUIT AUTORISE: Remunération de la puissance maximale autorisée		2 472 235 868		2 472 235 868	2 431 489 435		2 431 489 435
		- UO UP1 : Puissance maximale majorée 9		108 510		108 510	106 147		106 147
		- Forfait FP1 10		-23 802		-23 802	-23 945		-23 945
		Facturation P1 autres distributeurs							
		COUT S DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE		-2 068 482 037	-53 688 601	-2 162 170 638	-2 106 374 860	-124 705 279	-2 231 080 139
		par UO : Puissance maximale majorée		-19 063		-19 926	-19 844		-21 019
		- Maintenance		-702 311 522	-53 963 437	-796 274 960	-737 449 623	-120 145 425	-857 595 048
		- AC		-79 617 547	-37 008 970	-116 626 517	-136 669 218	-86 342 065	-223 011 283
		- ACE		-230 525 269	-13 956 751	-244 482 019	-212 972 505	-40 909 756	-253 882 261
		- MO		-448 022 932	-6 293 785	-454 316 697	-432 187 927	-13 927 673	-446 115 600
		- AUTRES		55 854 225	-36 703 951	19 150 274	44 380 027	21 034 069	65 414 096
		- Conduite et Fonctionnement		-239 266 736		-239 266 736	-311 594 220		-311 594 220
		- AC		-6 844 944		-6 844 944	-3 076 641		-3 076 641
		- ACE		-125 914 656		-125 914 656	-147 184 783		-147 184 783
		- MO		-4 707 450		-4 707 450	-4 811 789		-4 811 789
		- AUTRES		-101 799 686		-101 799 686	-156 521 008		-156 521 008
		- Amortissement des actifs de concession		-535 754 434		-535 754 434	-524 154 663		-524 154 663
- Dotation amortissement biens au bilan		-690 897 030		-690 897 030	-848 188 101		-848 188 101		
- Dotation / reprise de lissage		155 142 596		155 142 596	324 033 438		324 033 438		
- Quote part des activités support affectées		-591 149 344	274 836	-590 874 508	-533 176 354	-4 559 854	-537 736 208		
- Fonctions supports		-287 734 891	-2 143 576	-289 878 467	-234 427 774	-4 264 291	-238 692 065		
- Frais de siège		-303 414 454	2 418 412	-300 996 041	-298 748 580	-295 563	-299 044 143		
P2	Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE: Remunération des autres charges de production		853 277 232		853 277 232	767 177 467		767 177 467
		- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 9		290 070 435		290 070 435	258 135 083		258 135 083
		- Forfait FP2 10		2,942		2,942	2,972		2,972
		Facturation P2 autres distributeurs							
		COUT S DE MAINTENANCE DES MOTEURS		-770 220 448	269 674	-769 950 774	-772 556 610	-53 119	-772 609 729
		par UO : kWh produits sortie de centrale		-2,855		-2,854	-2,993		-2,993
		- Maintenance		-572 548 206		-572 548 206	-532 873 927		-532 873 927
		- AC		-179 613 186		-179 613 186	-353 129 956		-353 129 956
		- ACE		-39 729 953		-39 729 953	-104 557 371		-104 557 371
		- MO		-130 753 697		-130 753 697	-192 016 688		-192 016 688
		- AUTRES (provision rév groupes...)		-222 451 369		-222 451 369	116 830 088		116 830 088
		- Traitement des effluents		-81 141 731		-81 141 731	-42 644 572		-42 644 572
		- Quote part des activités support affectées		-116 530 511	269 674	-116 260 837	-197 038 110	-53 119	-197 091 229
		- Fonctions supports		-82 697 176		-82 697 176	-143 346 631		-143 346 631
		- Frais de siège		-33 833 335	269 674	-33 563 661	-53 691 479	-53 119	-53 744 598
Matières consommées		PRODUIT AUTORISE: Matières consommées		4 012 633 054		4 012 633 054	3 838 596 593		3 838 596 593
		Facturation autres distributeurs							
		Par kWh produits sortie de centrale		13,83		13,83	14,67		14,67
		- Consommations		-4 013 150 284		-4 013 150 284	-3 838 596 595		-3 838 596 595
		- Fioul							
		- Gasoil		-3 868 964 190		-3 868 964 190	-3 677 201 631		-3 677 201 631
- Huile		-136 116 967		-136 116 967	-155 173 068		-155 173 068		
- Urée		-8 069 127		-8 069 127	-6 221 896		-6 221 896		
ACTIVITES ANNEXES		PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS		-33 079 275		-33 079 275	47 500		47 500
		- Coûts directs		18 785 729		18 785 729			
		- AC							
		- ACE		11 998 716		11 998 716			
		- MO		-4 151		-4 151			
		- AUTRES		6 791 164		6 791 164			
		- Quote part des activités support affectées		-1 007	8	-999			
		- Fonctions supports							
		- Frais de siège		-1 007	8	-999			
		PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES		1 065 942 340		1 065 942 340	985 241 518		985 241 518
		- Coûts sur revente energie		-970 945 829	-12 932 412	-983 878 241	-883 783 455	-20 431 899	-904 215 354
		MARGE AVANT IS		94 996 511	-12 932 412	82 064 099	101 458 063	-20 431 899	81 026 164
		PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES		856 128 576		856 128 576	1 058 619 322		1 058 619 322
- Coûts directs		-833 504 071		-833 504 071	-1 031 055 535		-1 031 055 535		
- AC		-496 143 997		-496 143 997	-557 322 704		-557 322 704		
- ACE		-207 397 493		-207 397 493	-361 595 562		-361 595 562		
- MO		-135 176 431		-135 176 431	-98 779 432		-98 779 432		
- AUTRES		5 213 850		5 213 850	6 642 163		6 642 163		
- Quote part des activités support affectées		-69 834 331		-69 834 331	-48 784 872		-48 784 872		
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE									
		TOTAL DES PRODUITS		9 227 137 795		9 227 137 795	9 081 171 835		9 081 171 835
		MARGE AVANT IS		519 785 516	-106 351 331	413 434 185	400 019 907	-145 190 297	254 829 610
		- I.S.		-207 758 627	42 508 700	-165 249 927	-160 367 325	58 206 552	-102 160 773
		MARGE NETTE CONCESSION		312 026 889	-63 842 631	248 184 258	239 652 582	-86 983 745	152 668 837
		MARGE NETTE ACTIONNAIRE		265 222 856	-54 266 236	210 956 619	203 704 695	-73 936 183	129 768 512
		En % des produits		3%		2%	2%		1%

		Tahiti Nord 2024			Tahiti Nord 2025		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
TRANSPORT							
T	PRODUIT AUTORISÉ :	1 283 322 608		1 283 322 608	1 287 243 225		1 287 243 225
	Refacturation IPT				131 302 556		131 302 556
	Par kWh xxx						
	- Redevance TEP	-1 283 488 029		-1 283 488 029	-1 418 545 781		-1 418 545 781
	MARGE AVANT IS	-165 421		-165 421	0		0
	- I.S.	66 119		66 119	0		0
	MARGE NETTE CONCESSION	-99 302		-99 302	0		0
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-84 407		-84 407	0		0
	En % des produits	0%		0%	0%		0%
DISPATCHING							
D1	PRODUIT AUTORISÉ :	102 112 729		102 112 729	102 587 492		102 587 492
	- UD UD1 : longueur des réseaux HTA 9	576		576	576		576
	- Forfait FD1 10	102 125 891		102 125 891	102 587 492		102 587 492
	COUTS DU DISPATCHING	-241 583 689	226 821	-241 356 868	-245 960 030	-29 241	-245 989 271
	- Conduite et Fonctionnement	-121 726 979		-121 726 979	-133 165 834		-133 165 834
	- AC	-600 000		-600 000	-2 223 858		-2 223 858
	- ACE	-22 228 443		-22 228 443	-21 583 061		-21 583 061
	- MO	-98 896 191		-98 896 191	-109 358 915		-109 358 915
	- AUTRES	-2 345		-2 345			
	- REVENTE SECOSUD						
	- Amortissement des actifs de concession	-9 535 373		-9 535 373	-9 535 373		-9 535 373
	- Dotation amortissement biens au bilan	-8 291 880		-8 291 880	-8 291 880		-8 291 880
	- Dotation / reprise de fissage	-1 243 493		-1 243 493	-1 243 493		-1 243 493
	- Quote part des activités support affectées	-110 321 337	226 821	-110 094 516	-103 258 823	-29 241	-103 288 064
	- Fonctions supports	-81 864 353		-81 864 353	-73 702 197		-73 702 197
	- Frais de siège	-28 456 984	226 821	-28 230 163	-29 556 626	-29 241	-29 585 867
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	20 478 669		20 478 669	20 754 618		20 754 618
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées						
	- Fonctions supports						
	- Frais de siège						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISÉS	815 733		815 733	10 703 055		10 703 055
	- Coûts directs	-692 397		-692 397	-9 163 099		-9 163 099
	- AC				-7 201 118		-7 201 118
	- ACE	-505 846		-505 846	-148 955		-148 955
	- MO	-188 370		-188 370	-1 813 020		-1 813 020
	- AUTRES	1 825		1 825			
	- Quote part des activités support affectées	-123 336		-123 336	-1 539 956		-1 539 956
SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING							
	TOTAL DES PRODUITS	123 407 131		123 407 131	134 045 165		134 045 165
	MARGE AVANT IS	-118 992 291	226 821	-118 765 471	-122 617 920	-29 241	-122 647 161
	- I.S.	47 561 300	-90 660	47 470 640	49 157 323	11 723	49 169 046
	MARGE NETTE CONCESSION	-71 430 991	136 160	-71 294 831	-73 460 597	-17 519	-73 478 115
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-60 716 342	115 736	-60 600 606	-62 441 507	-14 891	-62 456 398
	En % des produits	-49%		-49%	-47%		-47%

				Tahiti Nord 2024			Tahiti Nord 2025		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE									
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE		1 964 424 565			1 964 424 565	1 984 850 859		1 984 850 859
	- UO UD2 : longueur des réseaux (hors branchement) 9		1 555			1 555	1 558		1 558
	- Forfait F02 10		1 263 776			1 263 776	1 273 744		1 273 744
	COUT S DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE		-1 557 526 020	-236 919		-1 557 762 938	-1 424 381 256	-370 915	-1 424 752 171
	par UO : longueur des réseaux (hors branchement)		-1 001 876			-1 002 029	-914 072		-914 310
	- Maintenance		-747 310 841			-747 310 841	-696 382 132		-696 382 132
	- AC		-74 277 748			-74 277 748	-47 647 539		-47 647 539
	- ACE		-163 673 325			-163 673 325	-139 492 534		-139 492 534
	- MO		-509 106 035			-509 106 035	-503 343 461		-503 343 461
	- AUTRES		-253 733			-253 733	-5 898 598		-5 898 598
	- Conduite et Fonctionnement		-9 735 777	-3 239 003		-12 974 780	-28 479 671		-28 479 671
	- AC		19 179			19 179	-17 580		-17 580
	- ACE		-6 858 261			-6 858 261	-17 323 429		-17 323 429
	- MO		-2 527 871			-2 527 871	-1 198 704		-1 198 704
	- AUTRES		-368 824	-3 239 003		-3 607 827	-9 939 978		-9 939 978
	- Amortissement des actifs de concession		-22 964 721			-22 964 721	-1 145 405		-1 145 405
ACTIVITES ANNEXES	- Reprise fissée caducité		640 486 377			640 486 377	640 486 377		640 486 377
	- Dotation amortissement biens au bilan		-674 511 246			-674 511 246	-698 327 805		-698 327 805
	- Dotation / reprise de fissage		11 060 148			11 060 148	56 696 023		56 696 023
	- Reprise provision pour risque								
	- Quote part de s activités support affectées		-777 514 680	3 002 084		-774 512 596	-698 374 048	-370 915	-698 744 963
	- Fonctions supports		-400 872 617			-400 872 617	-323 461 241		-323 461 241
	- Frais de siège		-376 642 063	3 002 084		-373 639 979	-374 912 907	-370 915	-375 283 721
	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...		39 270 108			39 270 108	37 865 207		37 865 207
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS		374 844 690			374 844 690	508 414 623		508 414 623
	- Coûts directs		-295 972 386			-295 972 386	-383 314 951		-383 314 951
	- AC		-136 417 019			-136 417 019	-187 159 956		-187 159 956
	- ACE		-99 216 031			-99 216 031	-65 069 753		-65 069 753
	- MO		-87 244 814			-87 244 814	-95 915 633		-95 915 633
	- AUTRES		26 905 478			26 905 478	-35 169 609		-35 169 609
	- Quote part de s activités support affectées		-154 886 521	177 501		-154 709 120	-152 451 179	-23 438	-152 454 617
	- Fonctions supports		-132 617 347			-132 617 347	-128 740 142		-128 740 142
	- Frais de siège		-22 269 274	177 501		-22 091 773	-23 691 037	-23 438	-23 714 475
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES		1 117 490 312			1 117 490 312	1 288 870 835		1 288 870 835
	- Coûts directs		-986 961 068			-986 961 068	-1 089 365 149		-1 089 365 149
	- AC		-320 201 969			-320 201 969	-352 229 475		-352 229 475
	- ACE		-473 224 717			-473 224 717	-453 862 742		-453 862 742
	- MO		-194 970 480			-194 970 480	-289 194 022		-289 194 022
	- AUTRES		1 436 098			1 436 098	5 921 090		5 921 090
	- Quote part de s activités support affectées		-254 065 744			-254 065 744	-236 240 980		-236 240 980
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION									
	TOTAL DES PRODUITS		3 436 029 675			3 436 029 675	3 820 001 524		3 820 001 524
	MARGE AVANT I S		246 617 836	-59 418		246 558 418	534 268 009	-394 353	533 873 656
	- I.S.		-98 573 318	23 749		-98 549 569	-214 187 169	158 096	-214 029 073
	- IS report déficitaire 2022 / 2023								
	MARGE NETTE C ONCESSION		148 044 518	-35 668		148 008 850	320 080 840	-236 258	319 844 583
	MARGE NETTE C TIONNAIRE		148 044 518	-35 668		148 008 850	320 080 840	-236 258	319 844 583
	En % des produits		4%			4%	8%		8%

			Tahiti Nord 2024			Tahiti Nord 2025		
			Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE								
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE	trade avance solaire	11 282 309 520		11 282 309 520	11 293 589 571		11 293 589 571
	- Achat d'électricité d'origine thermique		7 338 146 154		7 338 146 154	7 037 263 495		7 037 263 495
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)		2 078 806 302		2 078 806 302	2 043 194 923		2 043 194 923
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)		495 659 796		495 659 796	934 606 595		934 606 595
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE		303 754 928		303 754 928	238 731 126		238 731 126
	- Autres revente à TSE		1 065 942 340		1 065 942 340	1 039 793 432		1 039 793 432
	COUTS D'ACHAT		-11 279 520 457		-11 279 520 457	-11 293 589 553		-11 293 589 553
	- Achat d'électricité d'origine thermique		-8 404 088 494		-8 404 088 494	-8 022 505 013		-8 022 505 013
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui		-2 366 722 626		-2 366 722 626	-2 267 106 929		-2 267 106 929
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP		-9 843 973		-9 843 973	-14 819 120		-14 819 120
	- Achat d'électricité d'origine solaire		-498 865 364		-498 865 364	-989 158 491		-989 158 491
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	GESTION ADMINISTRATIVE		-48 298 140	44 790	-48 253 350	-51 267 919	-6 641	-51 274 561
	- Produits de la Re devance solaire							
	- Coûts de Fonctionnement		-3 218 092		-3 218 092	-3 107 891		-3 107 891
	- AC							
	- ACE		-2 396 945		-2 396 945	-2 661 896		-2 661 896
	- MO		-819 147		-819 147	-445 282		-445 282
	- AUTRES					-713		-713
	- Quote part des activités support affectées		-45 080 048	44 790	-45 035 258	-48 160 028	-6 641	-48 166 670
	- Fonctions supports		-39 460 742		-39 460 742	-41 447 214		-41 447 214
	- Frais de siège		-5 619 306	44 790	-5 574 516	-6 712 814	-6 641	-6 719 455
GESTION DE CLIENTELE	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS		49 491 112		49 491 112	81 228 577		81 228 577
	- Coûts directs		-27 232 564		-27 232 564	-43 954 422		-43 954 422
	- AC		-3 069 057		-3 069 057	-6 465 354		-6 465 354
	- ACE		-337 430		-337 430	-3 146 730		-3 146 730
	- MO		-29 039 352		-29 039 352	-24 292 211		-24 292 211
	- AUTRES		5 213 275		5 213 275	-10 050 127		-10 050 127
	- Quote part des activités support affectées		-50 182 795	59 297	-50 123 498	-37 317 226	-5 942	-37 323 168
	- Fonctions supports		-42 743 371		-42 743 371	-31 311 420		-31 311 420
	- Frais de siège		-7 439 424	59 297	-7 380 127	-6 005 806	-5 942	-6 011 748
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE		77 946 705		77 946 705	80 637 411		80 637 411
ACTIVITES ANNEXES	- UO UC : Nombre d'abonnés 9		56 300		56 300	56 817		56 817
	- Forfait FC10		18 615,00		18 615	18 748,00		18 748
	- Frais de relance		50 631 380		50 631 380	53 678 174		53 678 174
	- Frais de perception de taxe		27 315 325		27 315 325	26 959 237		26 959 237
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE		-876 652 387	-6 835 034	-883 487 480	-879 210 956	-102 610	-879 313 566
	par UO : Nombre d'abonnés		-15 571		-15 692	-15 474		-15 476
	- Affranchissements		-79 943 146		-79 943 146	-60 911 316		-60 911 316
	- Fonctionnement		-256 192 639	-7 597 230	-263 789 869	-293 963 407		-293 963 407
	- AC		-12 473 387		-12 473 387	-11 660 152		-11 660 152
	- ACE		-45 863 053		-45 863 053	-46 250 855		-46 250 855
SYNTHE SE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE	- MO		-175 788 968		-175 788 968	-225 785 901		-225 785 901
	- AUTRES		-22 087 231	-7 597 230	-29 684 461	-10 266 499		-10 266 499
	- Quote part des activités support affectées		-540 516 601	762 136	-539 754 465	-524 336 233	-102 610	-524 438 843
	- Fonctions supports		-444 898 863		-444 898 863	-420 620 217		-420 620 217
	- Frais de siège		-95 617 738	762 136	-94 855 602	-103 716 016	-102 610	-103 818 626
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS		36 204 001		36 204 001	38 622 314		38 622 314
	- Frais de coupure		36 204 001		36 204 001	38 622 314		38 622 314
	- Coûts directs		-8 603 480		-8 603 480	-7 727 083		-7 727 083
	- AC		-427 697		-427 697	-653 600		-653 600
	- ACE		-194 012		-194 012	-196 487		-196 487
	- MO		-7 981 771		-7 981 771	-6 876 996		-6 876 996
	- AUTRES							
	- Quote part des activités support affectées		-15 029 677	16 323	-15 013 354	-12 598 924	-1 680	-12 600 604
	- Fonctions supports		-12 981 773		-12 981 773	-10 900 311		-10 900 311
	- Frais de siège		-2 047 904	16 323	-2 031 581	-1 696 613	-1 680	-1 700 293
TOTAL DES PRODUITS			12 493 840 765		12 493 840 765	12 559 282 989		12 559 282 989
	MARGE AVANT IS		188 321 265	-6 714 684	181 606 581	233 616 906	-116 873	233 500 033
	- I.S.		-75 272 139	2 683 864	-72 588 275	-93 656 635	46 854	-93 609 780
	MARGE NETTE CONCESSION		113 043 127	-4 030 820	109 018 306	139 960 272	-70 019	139 890 252
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE		96 091 758	-3 426 197	92 665 560	118 966 231	-59 516	118 906 715
En % des produits			1%		1%	1%		1%

		Tahiti Nord 2024			Tahiti Nord 2025		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement 10						
	- kWh produits 10						
	- Economie réalisée en litre de combustible a						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution	8 044 719		8 044 719			
	- Rendement de référence						
	- Rendement 4						
	- kWh fournis aux clients finaux 10						
	- Economie réalisée en litre de combustible a						
MARGE AVANTIS		8 044 719		8 044 719			
- I.S.		-3 215 480		-3 215 480			
MARGE NETTE CONCESSION		4 829 239		4 829 239			
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		4 104 853		4 104 853			
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	-57 952 126		-57 952 126	-66 169 004		-66 169 004
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	57 959 596		57 959 596	66 169 003		66 169 003
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur performance financière						
	MARGE AVANTIS	7 470		7 470	-1		-1
	- I.S.	-2 988		-2 988	0		0
	MARGE NETTE CONCESSION	4 484		4 484	-1		-1
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	3 812		3 812	-1		-1
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	18 169 742 073		18 169 742 073	18 929 163 245		18 929 163 245
	TOTAL DES CHARGES (*)	-17 326 122 978	-112 898 612	-17 439 021 590	-17 879 086 376	-145 730 765	-18 024 817 140
	MARGE AVANTIS	843 619 095	-112 898 612	730 720 483	1 050 076 869	-145 730 765	904 346 105
	- I.S.	-337 195 130	45 125 653	-292 069 478	-420 974 095	58 423 225	-362 550 870
	MARGE NETTE CONCESSION	506 423 965	-67 772 960	438 651 005	629 102 774	-87 307 540	541 795 234
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	430 460 370	-57 607 016	372 853 354	534 737 358	-74 211 409	460 525 949
	En % des produits	2%		2%	3%		2%

4.3.4. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- Production : - 145 MCFP
 - - 103 MCFP concernant les travaux de réhabilitation de la centrale Vairataoa
 - - 6 MCFP de charges relatives à l'avarie du G2P
 - - 10 MCFP de charges relatives à l'avarie du G3P
 - - 19 MCFP de charges relatives à l'avarie du G6P
 - - 7 MCFP de charges relatives à l'avarie du G7P

-1 MCFP de dotations de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumises à cotisations (en frais de siège).

4.3.4.2 Commentaires sur les éléments récurrents

Commentaires sur la variation des produits : + 759 MCFP

Les explications relatives aux produits comptabilisés sous le vocable « **Revenu Autorisé** » sont données au paragraphe 4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés.

Ce poste augmente de + **133 MCFP**

Les ventes d'énergie à d'autres concessions diminuent de - **91 MCFP** dont :

- - 81 MCFP au titre de la production thermique

- - 10 MCFP au titre de la production hydraulique et solaire

Dans le cadre du nouveau contrat EDT-TEP, la refacturation des pertes de transports s'élève à + **131** MCFP pour Tahiti Nord

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + **586 MCFP** sont :

- **Production : + 235 MCFP**

- + 202 MCFP sur les travaux immobilisés dont :
 - + 307 MCFP de production immobilisée au titre du Retrofit des groupes de la Punaruu
 - - 254 MCFP relatif aux révisions immobilisées et réalisées en 2024
 - - 122 MCFP au titre des dépenses liées au plan Punaruu 2025
 - + 204 MCFP au titre des dépenses du plan Punaruu 2030
 - + 42 MCFP au titre du reconditionnement des pièces des groupes PC4
 - + 25 MCFP d'autres travaux immobilisés
- + 33 MCFP sur les travaux vendus suite à des avoirs émis en 2024, en raison d'un accord conclu avec la TEP concernant l'incident sur le réseau de production d'électricité en 2023.

- **Distribution : + 304 MCFP**

- + 171 MCFP sur les travaux immobilisés dont :
 - + 181 MCFP de travaux de renouvellement du réseau HT/BT Tahiti Nord
 - + 15 MCFP de travaux de renouvellement des compteurs et branchements
 - - 23 MCFP de travaux de renouvellement des postes
 - - 2 MCFP d'autres travaux immobilisés
- + 133 MCFP sur les travaux vendus dont :
 - + 172 MCFP au titre des travaux d'électrification des quartiers, extensions des réseaux et déplacements des coffrets.
 - + 26 MCFP sur les contrats d'éclairage public
 - - 35 MCFP sur les prestations de déplacement de réseaux
 - - 24 MCFP sur les prestations de travaux vendus pour TSE
 - - 6 MCFP sur autres prestations vendus (branchement, dépannage, extension)

- **Dispatching : + 10 MCFP**

- **Fourniture : + 37 MCFP**

- + 32 MCFP sur les études et raccordement d'installations solaires
- + 2 MCFP au titre des produits de coupures pour impayés
- + 3 MCFP sur les produits de relance

Commentaires sur la variation des charges : + 553 MCFP

- **Achat des énergies renouvelables : + 396 MCFP**

- + 490 MCFP au titre des achats d'origine solaire
- - 99 MCFP au titre des achats d'origine hydraulique Marama Nui
- + 5 MCFP au titre des achats d'origine hydraulique CHPP

- **Production : - 26 MCFP**

- - 175 MCFP au titre des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...)
- - 87 MCFP au titre des coûts de production thermique « revendus » à la concession du Sud.
- + 38 MCFP au titre de la maintenance et de la conduite et fonctionnement des centrales dont :
 - +13 MCFP dotations aux provisions concernant les travaux de démantèlement de la centrale Vairaatoa

- + 22 MCFP de travaux d'études et d'aménagement du site 3 de Papeno'o
 - + 57 MCFP liés au stock (dotation / reprise de provisions pour dépréciation de stock et pertes et profits) dont 64 MCFP de dépréciation des pièces de la TAC
 - + 8 MCFP au titre des assurances multirisques
 - - 12 MCFP au titre des charges calculées
 - - 53 MCFP au titre des fonctions supports
 - - 5 MCFP au titre des frais de siège
 - + 8 MCFP autres gains
 - + 2 MCFP au titre de la maintenance des moteurs dont :
 - - 341 MCFP relatif aux reprises de provision sur révisions des groupes de la Punaruu
 - + 2 MCFP relatif aux dotations pour provision des révisions groupes de la Punaruu
 - + 335 MCFP au titre des travaux de révision des groupes réalisés en 2025
 - - 39 MCFP au titre du vidage des boues et traitement des effluents
 - - 11 MCFP relatif aux travaux d'entretien des groupes
 - + 35 MCFP au titre des fonctions supports
 - + 20 MCFP au titre des frais de siège
 - + 177 MCFP au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - + 307 MCFP sur les dépenses relatives aux Retrofits des groupes de la Punaruu
 - - 254 MCFP au titre des dépenses de révisions immobilisées réalisées en 2024
 - - 122 MCFP au titre des dépenses relatif au plan Punaruu 2025
 - + 204 MCFP au titre des dépenses du plan Punaruu 2030
 - + 41 MCFP au titre du reconditionnement des pièces
 - + 19 MCFP au titre des travaux vendus
- **Transport : + 135 MCFP** lié à la hausse du tarif de la redevance TEP depuis mars 2025
 - **Distribution : + 36 MCFP**
 - - 133 MCFP au titre de la gestion des réseaux dont :
 - - 81 MCFP sur les travaux d'entretien du réseau de distribution
 - - 71 MCFP au titres des coûts de supports
 - - 22 MCFP au titre des charges calculées
 - - 19 MCFP de travaux de maintenance des branchements
 - - 12 MCFP sur l'audit du réseaux
 - - 9 MCFP sur l'entretien du matériel
 - - 4 MCFP sur les travaux d'élagage du réseau de distribution
 - - 5 MCFP sur les autres travaux de maintenance distribution
 - - 2 MCFP au titre des frais de siège
 - + 12 MCFP sur les travaux de dépannage réseaux
 - + 70 MCFP d'études sur le réseau de distribution (mise à jour des planches techniques, audit du projet MEGA, gestion des zones de renouvellement programmé)
 - + 10 MCFP relatif au règlement d'un litige
 - + 85 MCFP au titre des travaux vendus dont :
 - + 142 MCFP relatifs à des prestations multi-affaires
 - + 28 MCFP sur les contrats d'éclairage public
 - - 33 MCFP sur les prestations de branchement
 - - 35 MCFP sur les prestations de déplacement de réseaux
 - - 20 MCFP sur les prestations de travaux sur réseaux sud
 - + 3 MCFP sur les autres coûts
 - + 85 MCFP sur les travaux immobilisés lié à la hausse des travaux de renouvellement du réseaux Tahiti Nord (support HT/BT ; poteaux ; transformateur...)
 - **Dispatching : + 14 MCFP**

- **Fourniture : + 6 MCFP** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 3 MCFP au titre de la gestion administrative
 - + 4 MCFP au titre des études et raccordement
 - + 2 MCFP au titre de la gestion de l'interface clientèle
 - - 3 MCFP au titre des travaux vendus
- **Financier : - 8 MCFP**

Commentaires sur la variation de la marge : + 206 MCFP

La marge récurrente augmente de 206 MCFP impactée principalement par :

- Une hausse de 133 MCFP du revenu autorisé ;
- Une hausse de 406 MCFP au titre des achats d'électricité d'origine hydraulique et solaire ;
- Une baisse de 175 MCFP sur les matières consommées ;
- Une hausse des coûts de 52 MCFP au titre de la maintenance et fonctionnement de la production (hors charges calculées) ;
- Une hausse de 67 MCFP sur les travaux vendus ;
- Une hausse de 113 MCFP sur les travaux immobilisés ;
- Une hausse de 8 MCFP sur les produits financiers ;
- Une hausse de 28 MCFP sur les autres produits ;
- Une baisse des coûts de 113 MCFP au titre de la maintenance et fonctionnement de la distribution (hors charges calculées) ;
- Une hausse des coûts de 3 MCFP au titre du fonctionnement de la Clientèle ;
- Une hausse des coûts de 5 MCFP au titre de la maintenance et fonctionnement du Dispatching ;
- Une hausse des coûts du transport TEP de 135 MCFP ;
- Une hausse de 6 MCFP sur la marge avant IS au titre de la revente d'énergie ;
- Une hausse de 131 MCFP des produits de refacturation des pertes de transport ;
- Une baisse des charges calculées de 33 MCFP.

4.3.6 Tableaux de passage du RAD aux comptes sociaux

	Concession	Autres concessions	Toutes concessions
Résultat avant IS - RAD de la concession	904 346 105	118 196 083	1 022 542 188
Retraitements concession	-67 650 672	253 811 945	186 161 273
Complément de PIDR lissée RAD (*)	60 373 902	4 348 004	64 721 906
Ecart charges calculées PCG/lissée	-128 024 574	255 960 338	127 935 764
Débouclage Ua Huka : travaux relatifs aux armements	0	-6 496 397	-6 496 397
Hors concession		-5 713 360	-5 713 360
Résultat avant IS - PCG	836 695 433	366 294 669	1 202 990 101

(*) La quote part pour chaque concession est estimée (coûts affectés par centres de coûts)

	Concession	Autres concessions	Toutes concessions
Résultat net - RAD de la concession	541 795 234	52 944 817	594 740 051
Déficits reportables sur concessions déficitaires	0	22 538 482	22 538 482
Reprise de report déficitaire antérieur	0	-4 671 832	-4 671 832
Retraitements	-40 610 652	152 307 122	111 696 470
Complément de PIDR lissée RAD (*)	36 242 412	2 590 628	38 833 040
Ecart charges calculées PCG/lissée	-76 853 064	153 614 318	76 761 254
Débouclage Ua Huka : travaux relatifs aux armements	0	-3 897 828	-3 897 828
Autres		4	4
Hors concession		125 934 579	125 934 579
Résultat net - PCG	501 184 582	349 053 169	850 237 751

(*) La quote part pour chaque concession est estimée (coûts affectés par centres de coûts)

4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés

4.4.0 Plafonnement des résultats

Le mécanisme de plafonnement est décrit à l'article 2.5 de l'avenant 18b du 20 juillet 2020 :

« En l'attente de l'application des recommandations de la CRE prévues à l'article 6 du présent avenant, il est instauré un mécanisme temporaire de plafonnement du résultat des concessions du Périmètre du Concessionnaire.

Pour ce faire, le Revenu Autorisé prévisionnel du Concessionnaire est calculé en prenant comme hypothèse de calcul un résultat net après impôt du Périmètre du Concessionnaire. Ce « Résultat de Référence » est établi à hauteur de 720 000 000 CFP (sept cent vingt millions de francs CFP), dans les conditions définies à l'annexe 2.

Ce résultat dépend de l'activité de l'entreprise, et varie avec le nombre de contrats de concession inclus au Périmètre du Concessionnaire :

- La sortie d'une concession fait diminuer le résultat de référence au prorata du « RE » perdu sur le « RE » total géré antérieurement ;
- Les éventuels nouveaux contrats de délégation conclus par le Concessionnaire ne sont pas concernés.

Les éventuels résultats qui excèderaient ce Résultat de Référence seront traités comme suit :

- Dans la limite de 130 000 000 CFP (cent trente millions de francs CFP) de dépassement du Résultat de Référence, 50% de ce dépassement sont conservés par le Concessionnaire au titre de l'intéressement à l'amélioration de la performance, les autres 50% étant déduits du « RA » de l'année suivante ;

- Au-delà d'un dépassement de 130 000 000 CFP (cent trente millions de francs CFP) du Résultat de Référence, toute somme excédentaire est déduite du « RA » de l'année suivante ;

Toute somme excédentaire (retraitée avant impôt) est déduite du « RA » de l'année suivante au prorata des « RA » de chaque concession.

Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

Le résultat excédentaire (retraité avant impôt) est décomposé entre la part conservée par l'entreprise au titre de l'intéressement à la performance et la part à restituer aux clients au titre du plafonnement des résultats.

Ces deux quotes-parts sont réparties par concession au prorata des RA de chaque concession de l'exercice considéré.

Celle conservée par l'entreprise est laissée dans les comptes de la concession.

Celle à restituer aux clients est comptabilisée en « produit constaté d'avance » plafonnant de la sorte les résultats de la concession de l'exercice considéré.

En matière de trésorerie, cette quote-part déduite du « RA » de l'année suivante diminuant d'autant les sommes à facturer aux clients.

L'extourne en N+1 des produits constatés d'avance neutralise en résultat l'impact de la réduction du RA de l'exercice N+1.

Calcul du plafonnement 2025

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, le plafond 2025 est de 523.129.610 CFP après IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 518.224.573 CFP après IS, il est donc inférieur au plafond.

Pour rappel en 2024, en raison d'un RA de la concession représentant 84,20 % du RA des concessions gérées par EDT,

- la part conservée dans les comptes de la concession s'élevait à 1.838.178 CFP.
- la part à restituer aux clients de la concession s'élevait à 1.838.178 CFP

4.4.1 Revenu autorisé

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de trois éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE), les « Coûts d'Energie » (CE) et le « Plafonnement N-1 ».

$$\begin{array}{rclclclcl} \text{Revenu Autorisé} & = & \text{RE} & + & \text{CE} & - & \text{Plafonnement N-1} \\ 14.391.734.491 & = & 6.285.141.365 & + & 8.108.431.304 & - & 1.838.178 \end{array}$$

4.4.1.1 Revenu d'Exploitation (RE)

La composante RE est calculée par application de forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres, lesquelles sont représentatives du service rendu.

A titre d'intéressement à la bonne gestion, la rémunération du concessionnaire intègre :

- un terme RF au titre de la surperformance des placements des excédents de trésorerie
- un terme PGR au titre de l'amélioration des rendements

$$RE = C + D + P + RF + PGR$$

	Nb UO exercice N-1	Nb UO exercice N	Variation en % / N-1	Forfait exercice N-1	Forfait exercice N	Variation en % / N-1	Revenu de l'exploitation exercice N-1	Revenu de l'exploitation exercice N	Variation en % / N-1
Activité de production									
Puissance maximale majorée	108 510	106 147	-2,2%	23 802	23 945	0,6%	2 582 755 020	2 541 689 915	-1,6%
Nb de kWh produits	290 070 435	258 135 083	-11,0%	2,942	2,972	1,0%	853 387 220	767 177 467	-10,1%
Ajustement TAC Avenant 18b							-110 200 480	-110 200 480	
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA	575,7	575,7		102 125 891	102 587 492	0,5%	102 125 891	102 587 492	0,5%
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	1 555	1 558	0,2%	1 263 776	1 273 744	0,8%	1 964 677 780	1 984 850 859	1,0%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	56 300	56 817	0,9%	18 615	18 748	0,7%	1 048 024 500	1 065 205 116	1,6%
RE - "Forfaits"							6 440 769 931	6 351 310 368	-1,4%
Résultat financier							-57 959 596	-66 169 003	14,2%
Partage des gains de rendement							8 045 756		
RE (Revenu de l'exploitation)							6 390 856 091	6 285 141 365	-1,7%

4.4.1.2 Coûts d'Energie (CE)

La composante CE correspond aux dépenses réelles liées à l'énergie, engagées par le Concessionnaire à savoir quatre postes de charge :

$$CE = CUHPTF + E + T - IPT$$

→ CUHPTF = valeur des combustibles (fioul, gazole, biocarburants), des huiles et des produits de traitement des fumées consommés pour la production thermique du Concessionnaire

→ E = valeur de l'énergie électrique achetée, et de l'électricité d'origine renouvelable produite par le Concessionnaire.

→ T = montant des redevances payées au concessionnaire de transport.

→ IPT = montant des indemnités de pertes de transport versées par le gestionnaire du réseau de transport.

		2024			2025		
		Qté	Prix	XPF	Qté	Prix	XPF
Carburant : GO	C	65 422 537	59,14	3 868 964 190	62 223 052	59,10	3 677 201 629
Carburant : Fuel	C	0	0	0	0	0	0
Urée	U			8 069 127			6 221 896
Huiles	H	354 181	384,32	136 116 967	455 302	340,81	155 173 068
Energie achetée Hydro	E	165 258 542	12,66	2 092 262 289	160 559 159	12,73	2 043 194 923
Energie achetée Solaire	E	23 945 527	20,57	492 602 788	49 027 405	19,06	934 606 595
Prod ENR EDT				3 120 899			4 789 968
Transport	T	426 706 770	3,01	1 283 488 029	424 219 364	3,34	1 418 545 781
- Indemnités de pertes de Transport	IPT				-6 665 104,40	19,70	-131 302 557
CE Total				7 884 624 289			8 108 431 304

Achat de l'énergie solaire injectée dans le réseau de distribution par les centrales photovoltaïques des tiers.

Le contrat d'achat donne l'obligation aux bénéficiaires de panneaux photovoltaïques de facturer au distributeur l'énergie injectée avec une périodicité mensuelle. Il a été décidé d'appliquer la prescription quinquennale en rejetant toute facturation établie avec un retard supérieur à 5 années.

Les charges d'énergie étant répercutées au franc le franc dans le prix de vente de l'électricité, cette modification est sans impact sur le résultat de la concession.

Prix des combustibles

	Gazole Tahiti	Arrêté CM
Acpt 01/2025	60,00	Arrêté n° 2388 CM du 20 décembre 2024
Acpt 02/2025	60,00	Arrêté n°88 CM du 31 janvier 2025 (modifié par arrêté n° 224 CM du 26 février 2025)
Acpt 03/2025	60,00	Arrêté n° 234 CM du 27 février 2025
Acpt 04/2025	60,00	Arrêté n° 404 CM du 28 mars 2025
Acpt 05/2025	60,00	Arrêté n° 564 CM du 25 avril 2025
Acpt 06/2025	60,00	Arrêté n° 731 CM du 28 mai 2025
Acpt 07/2025	60,00	Arrêté n° 882 CM du 25 juin 2025
Acpt 08/2025	60,00	Arrêté n° 1319 CM du 24 juillet 2025
Acpt 09/2025	60,00	Arrêté n° 1608 CM du 29 août 2025
Acpt 10/2025	60,00	Arrêté n° 1817 CM du 25 septembre 2025
Acpt 11/2025	60,00	Arrêté n° 2100 CM du 27 octobre 2025
Acpt 12/2025	60,00	Arrêté n° 2346 CM du 27 novembre 2025

4.4.2 Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et Produits comptabilisés

Depuis la signature de l'avenant 18 b, les produits acquis au concessionnaire en raison de la vente d'énergie correspondent au Revenu Autorisé de l'exercice. Comptablement ils sont constitués par le chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et par une écriture de régularisation (produits constatés d'avance ou facture à établir pour la différence).

Ces écritures de régularisation sont globalisées au niveau de l'ensemble des concessions gérées par EDT et constituent soit une dette envers les clients lorsque le CA facturé est supérieur au Revenu Autorisé, soit une créance sur les clients dans le cas inverse.

Lorsque le résultat des concessions considérées dépasse le plafond fixé à l'avenant 18b, le concessionnaire réduit ses produits comptabilisés par le biais d'une écriture de « produits constatés d'avance ». Cette écriture est extournée l'exercice suivant, de sorte à ce que ses « Produits autorisés » soient égaux au RA de l'exercice réduit du dépassement de plafond.

Exercice	Dépassement plafond	RA (A)		écritures comptables (B)		A+B
		RA hors plafond	Déduction plafond N-1	PCA plafond N	Extourne PCA plafond N-1	Produits autorisés
N	50	1000	n/a	-50	n/a	950
N+1	80	1010	-50	-80	50	930
N+2	0	1020	-80	0	80	1020

Pour assurer une bonne transparence des comptes, cette réduction de produit est répartie par concession et processus dans les comptes des délégations.

	Revenu autorisé (A)	Plafonnement (B)	Produit autorisé (A)+(B)
Activité de production	3 198 666 902	0	3 198 666 902
Activité de dispatching	102 587 492	0	102 587 492
Activité de distribution	1 984 850 859	0	1 984 850 859
Activité de fourniture	1 065 205 116	0	1 065 205 116
Résultat financier	-66 169 003	0	-66 169 003
Partage des gains de rendement	0	0	0
Sous total (1)	6 285 141 366	0	6 285 141 366
Carburant : GO	3 677 201 629	0	3 677 201 629
Carburant : Fuel		0	0
Urée	6 221 896	0	6 221 896
Huiles	155 173 068	0	155 173 068
Energie achetée Hydro	2 043 194 923	0	2 043 194 923
Energie achetée Solaire	934 606 595	0	934 606 595
Prod ENR EDT	4 789 968	0	4 789 968
Transport	1 418 545 781	0	1 418 545 781
Indemnité des pertes de transport	-131 302 557	0	-131 302 557
Sous total (2)	8 108 431 304	0	8 108 431 304
Total (1)+(2)	14 393 572 670	0	14 393 572 670

		Tahiti Nord					
		2025	2024	2023	2022	2021	2020
CA facturé dans la concession	A	14 576 062 584	14 603 741 942	14 212 128 390	13 455 238 374	15 015 226 291	15 198 662 372
Péréquation	B	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Ecart RA/(CA+péréquation)		-182 489 914	-341 449 589	1 155 894 682	180 825 559	-2 257 325 127	-2 517 920 889
Revenu autorisé avant plafonnement		14 393 572 670	14 262 292 353	15 368 023 072	13 636 063 933	12 757 901 164	12 680 741 483
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA			-1 838 178			-49 672 102	
Produits comptabilisés		14 393 572 670	14 260 454 174	15 368 023 072	13 636 063 933	12 708 229 062	12 680 741 483

		Tahiti Nord				
		2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	15 475 281 072	14 022 263 792	14 089 892 126	14 417 770 195	14 920 683 705
Péréquation	B	-2 370 400 086	-2 215 095 727	-2 193 696 071	n/a	-2 477 746 396
CA péréqué	C=A+B	13 104 880 986	11 807 168 065	11 896 196 055	n/a	12 442 937 309
Ecart RA/(CA+péréquation)		n/a	n/a	543 563 105	-2 756 372 455	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		13 367 980 270	12 919 694 065	12 439 759 160	-2 756 372 455	12 442 937 309
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1						
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	-543 563 105	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	350 909 308	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA						
Produits comptabilisés		13 104 880 986	11 807 168 065	12 247 105 362	-2 756 372 455	12 442 937 309

Le détail du calcul du revenu autorisé ayant servi de base à cette répartition calculée conformément aux l'avenant 17b et 18b est détaillé au § 4.4.1

4.5 - Annexes

4.5.1 Compte de résultat synthétique

Tahiti Nord 2024				Tahiti Nord 2025			
Récurent		Non récurrent	Total	Récurent		Non récurrent	Total
ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
TOTAL DES PRODUITS		9 227 137 795	9 227 137 795	9 081 171 835		9 081 171 835	
Produit autorisé sur P1		2 472 235 868	2 472 235 868	2 431 489 435		2 431 489 435	
Produit autorisé sur P2		853 277 232	853 277 232	767 177 467		767 177 467	
Produit autorisé sur matières consommées		4 012 633 054	4 012 633 054	3 838 596 593		3 838 596 593	
Produit sur revente énergies		1 065 942 340	1 065 942 340	985 241 518		985 241 518	
Produits sur travaux vendus		-33 079 275	-33 079 275	47 500		47 500	
Produits sur travaux immobilisés		856 128 576	856 128 576	1 058 619 322		1 058 619 322	
TOTAL DES CHARGES		-8 707 352 279	-8 813 703 610	-8 681 151 928		-145 190 297	-8 826 342 225
Charges sur P1		-2 068 482 037	-93 688 601	-2 106 374 860		-124 705 279	-2 231 080 139
Charges sur P2		-770 220 448	269 674	-772 556 610		-53 119	-772 609 729
Coûts des matières consommées		-4 013 150 284	-4 013 150 284	-3 838 596 595			-3 838 596 595
Coûts sur revente énergies		-970 945 829	-12 932 412	-883 783 455		-20 431 899	-904 215 354
Charges sur travaux vendus		18 784 722	8				
Charges sur travaux immobilisés		-903 338 402	-903 338 402	-1 079 840 408			-1 079 840 408
Marge avant IS		619 785 516	413 434 185	400 019 907		-145 190 297	254 829 610
PRODUCTION D'ORIGINE SOLAIRE							
TOTAL DES PRODUITS				4 789 968		4 789 968	
Produits sur activité de production solaire				4 789 968		4 789 968	
TOTAL DES CHARGES							
Coûts de production solaire							
Marge avant IS				4 789 968		4 789 968	
ACTIVITE DE TRANSPORT							
TOTAL DES PRODUITS		1 283 322 608	1 283 322 608	1 418 545 781		1 418 545 781	
Produits autorisé		1 283 322 608	1 283 322 608	1 287 243 225		1 287 243 225	
Refacturation IPT				131 302 556		131 302 556	
TOTAL DES CHARGES		-1 283 488 029	-1 283 488 029	-1 418 545 781		-1 418 545 781	
Redevance TEP		-1 283 488 029	-1 283 488 029	-1 418 545 781		-1 418 545 781	
Marge avant IS		-165 421	-165 421	0		0	
ACTIVITE DISPATCHING							
TOTAL DES PRODUITS		123 407 131	123 407 131	134 045 165		134 045 165	
Produits autorisé		102 112 729	102 112 729	102 587 492		102 587 492	
Produits sur travaux vendus		20 478 669	20 478 669	20 754 618		20 754 618	
Produits sur travaux immobilisés		815 733	815 733	10 703 055		10 703 055	
TOTAL DES CHARGES		-242 399 422	-242 172 601	-256 663 085		-29 241	-256 692 326
Coûts du dispatching		-241 583 689	226 821	-245 960 030		-29 241	-245 989 271
Charges sur travaux vendus							
Charges sur travaux immobilisés		-815 733	-815 733	-10 703 055			-10 703 055
Marge avant IS		-118 992 291	-118 765 471	-122 617 920		-29 241	-122 647 161
ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS		3 496 029 675	3 496 029 675	3 820 001 524		3 820 001 524	
Produits autorisé		1 964 424 565	1 964 424 565	1 984 850 859		1 984 850 859	
Autres produits : location poteaux, refacturation SIG, etc.		39 270 108	39 270 108	37 865 207		37 865 207	
Produits sur travaux vendus		374 844 690	374 844 690	508 414 623		508 414 623	
Produits sur travaux immobilisés		1 117 490 312	1 117 490 312	1 288 870 835		1 288 870 835	
TOTAL DES CHARGES		-3 249 411 839	-3 249 471 257	-3 285 733 515		-394 353	-3 286 127 868
Coûts de distribution de l'électricité		-1 557 526 020	-236 919	-1 424 381 256		-370 915	-1 424 752 171
Charges sur travaux vendus		-450 859 007	177 501	-535 746 130		-23 438	-535 769 568
Charges sur travaux immobilisés		-1 241 026 812	-1 241 026 812	-1 325 606 129			-1 325 606 129
Marge avant IS		246 617 836	246 558 418	534 268 009		-394 353	533 873 656

Tahiti Nord 2024				Tahiti Nord 2025			
Récurent		Non récurrent	Total	Récurent	Non récurrent	Total	
ACTIVITE FOURNITURE							
	TOTAL DES PRODUITS	12 493 840 765		12 493 840 765	12 559 282 989	12 559 282 989	
	Produits autorisé et redevance solaire	11 282 309 520		11 282 309 520	11 293 589 571	11 293 589 571	
	Produits sur études & raccordements solaires	49 491 112		49 491 112	81 228 577	81 228 577	
	Produits sur la gestion de la clientèle	1 047 889 427		1 047 889 427	1 065 205 116	1 065 205 116	
	Autres produits : frais de relance, frais de perception des taxes	77 946 705		77 946 705	80 637 411	80 637 411	
	Produits sur travaux vendus	36 204 001		36 204 001	38 622 314	38 622 314	
	TOTAL DES CHARGES	-12 305 519 500	-6 714 684	-12 312 234 184	-12 325 666 083	-116 873	-12 325 782 956
	Coûts achat électricité	-11 279 520 457		-11 279 520 457	-11 293 589 553		-11 293 589 553
	Coûts de gestion administrative	-48 298 140	44 790	-48 253 350	-51 267 919	-6 641	-51 274 561
	Charges sur études & raccordements solaires	-77 415 359	59 297	-77 356 062	-81 271 648	-5 942	-81 277 590
	Charges sur la gestion de la clientèle	-876 652 387	-6 835 094	-883 487 480	-879 210 956	-102 610	-879 313 566
	Charges sur travaux vendus	-23 633 158	16 323	-23 616 834	-20 326 006	-1 680	-20 327 687
	Marge avant IS	188 321 265	-6 714 684	181 606 581	233 616 906	-116 873	233 500 033
RESULTAT FINANCIER							
	TOTAL DES PRODUITS	-57 952 126		-57 952 126	-66 169 004	-66 169 004	
	Produit autorisé	-57 952 126		-57 952 126	-66 169 004	-66 169 004	
	TOTAL DES CHARGES	57 959 596		57 959 596	66 169 003	66 169 003	
	Intérêts sur emprunts bancaires						
	Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	57 959 596		57 959 596	66 169 003	66 169 003	
	Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	Marge avant IS	7 470		7 470	-1	-1	
SYNTHESE CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	18 169 742 073		18 169 742 073	18 929 163 245	18 929 163 245	
	Produit autorisé	14 260 454 174		14 260 454 174	14 393 572 669	14 393 572 669	
	Facturation energie thermique + Hydro autres distributeurs	1 369 697 268		1 369 697 268	1 409 827 114	1 409 827 114	
	Travaux	447 939 197		447 939 197	649 067 632	649 067 632	
	Immo	1 974 434 621		1 974 434 621	2 358 193 212	2 358 193 212	
	Autres distrib : location de poteau et refact SIG	39 270 108		39 270 108	37 865 207	37 865 207	
	Autres clientele : relances, frais de perception de taxes, redevance solaire	77 946 705		77 946 705	80 637 411	80 637 411	
	TOTAL DES CHARGES	-17 326 122 978	-112 898 612	-17 439 021 590	-17 879 086 376	-145 730 765	-18 024 817 140
	Processus	-13 324 820 332	-100 264 119	-13 425 084 451	-13 651 810 500	-125 261 164	-13 777 071 664
	Reventes d'nergie	-1 274 700 757	-12 932 412	-1 287 633 169	-1 122 514 581	-20 431 899	-1 142 946 480
	Travaux	-581 420 941	297 919	-581 123 022	-688 611 704	-37 702	-688 649 406
	Immo	-2 145 180 947		-2 145 180 947	-2 416 149 591		-2 416 149 591
	Marge avant IS	843 619 095	-112 898 612	730 720 483	1 050 076 869	-145 730 765	904 346 105

4.5.2 Annexe détail des charges d'énergie

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2025	Réalisé 2024
Nombre de kWh vendus Tahiti Nord	424 219 364	426 706 770
Rendement (kWh) Energie elec vendue / Energie elec Produit	91,5%	92,9%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat PV TEP Mahana O'hiupe à 17,49F/kWh	13 751 826	1 803 634
Achat PV TEP Mana solar à 19F/kWh	11 914 024	715 137
Total Production Photovoltaïque (Fermes solaires)	25 665 850	2 518 771
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	919 533	961 501
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	2 247 539	2 505 706
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh	1 642 142	1 333 682
Achat Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	18 432 591	16 487 051
Production EDT ex Achat Electra 40F/kWh	119 749	
Achat electra 40F/kWh		138 816
Total Production Photovoltaïque (hors fermes)	23 361 555	21 426 756
Achat hydro Marama Nui Vaite	11 508 839	11 862 701
Achat hydro Marama Nui Vaihiria	17 848 390	20 165 875
Achat hydro Marama Nui Faatautia	25 305 604	30 701 669
Achat hydro Marama Nui Titaaviri	17 341 095	18 545 000
Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	62 118 449	59 616 615
Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	25 336 553	23 652 660
Achat production hydro CHPP et SPEA	1 100 230	714 021
Total Production Hydro	160 559 159	165 258 542
Total achat production EnR	209 586 563	189 204 069
% répartition production Punaruu	95,5%	96,3%
% répartition production Vairaatoa	4,5%	3,7%
Production brute thermique Punaruu	242 551 832	260 150 477
Production brute thermique Vairaatoa	11 511 201	10 096 930
Total production thermique (sortie alternateur)	254 063 033	270 247 408
Total production thermique NETTE	243 015 630	258 135 083
Total Achat energie (EDT et autres) en kWh	463 649 596	459 451 476
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique Punaruu (en réalisé global punaruu)	0,239	0,239
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa TAC	0,427	0,415
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa - Groupe		0,277
Fioul Centrale thermique Punaruu	0,239	0,239
<u>Stock Matières Premières GO volume</u>		
Stock Initial	3 497 540	4 012 985
achat Matière premiere	61 473 349	64 826 708
stock Final	2 747 837	3 417 156
consommation Matière 1iere	62 223 052	65 422 537
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,2449	0,2421

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2025	Réalisé 2024
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil	59,097 F	59,138 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaite	12,60 F	12,66 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaihiria	9,73 F	10,00 F
Prix Achat hydro Marama Nui Faatautia	9,42 F	10,10 F
Prix Achat hydro Marama Nui Titaaviri	13,65 F	13,65 F
Prix Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	14,05 F	14,05 F
Prix Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	14,34 F	14,34 F
Achat production hydro CHPP	12,06 F	12,06 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	15,98 F	15,98 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
<u>Coût de l'énergie achetée ou consommée en KF Tahiti</u>		
<u>Stock Matières Premières GO XPF</u>		
Stock Initial	206 900 272	237 631 829
achat Matière première	3 632 790 756	3 833 477 448
stock Final	162 489 399	202 145 087
Consommation GO XPF	3 677 201 629	3 868 964 190
Huile	155 173 068	136 116 967
Urée	6 221 896	8 069 127
(CUHPF) Combustible, urée, huiles ...	3 838 596 593	4 013 150 284
Lissage dépassement 2023 sur 5 ans Article 16 (année 1/5)		-8 500 056
Hydro Marama Nui Vaite	145 014 868	150 181 789
Hydro Marama Nui Vaihiria	173 746 420	201 658 750
Hydro Marama Nui Faatautia	238 368 546	310 086 857
Hydro Marama Nui Titaaviri	236 705 946	253 139 254
Hydro Marama Nui Haute Papenoo	872 764 210	837 613 443
Hydro Marama Nui moyenne Papenoo	363 326 164	339 179 151
Hydro CHPP	13 268 768	8 611 098
Hydroélectricité	2 043 194 923	2 092 262 289
Achat PV TEP Mahana O'hiupe à 17,49F/kWh	240 519 428	31 545 563
Achat PV TEP Mana solar à 19F/kWh	226 366 464	12 213 784
Photovoltaïque Fermes	466 885 892	43 759 347
Photovoltaïque hors fermes	467 720 703	448 843 441
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 982 591 486	2 584 865 077
transport TEP	3,34	3,01
(T) Cout total transport en XPF	1 418 545 781	1 283 488 029
(IPT) Indemnité pertes de transport	-131 302 557	

(*) Tahiti Nord	2025
Production	Total
Production thermique brute (kWh)	254 063 033
Vairaatoa	11 511 201
Punaruu	242 551 832
Auxiliaires et soutirages Vai	578 016
Auxiliaires et soutirages Pun	10 469 387
Pertes auxiliaires centrales	4,3%
Production th nette (kWh)	243 015 630

Production thermique nette (kWh) - Punaruu	232 082 445
Production thermique nette (kWh) - Vairaatoa	10 933 185

(**) Gasoil 2025 volume	Punaruu	Vairaatoa	Total
Stock initial	3 345 325	152 215	3 497 540
Achats	56 945 421	4 527 930	61 473 351
Stock final	2 747 837	0	2 747 837
Consommation matière première	57 549 316	4 673 738	62 223 054

(***) Gasoil 2025 FCFP	Punaruu	Vairaatoa	Total
Stock initial	197 957 647	8 942 625	206 900 272
Achats	3 366 806 893	265 983 864	3 632 790 757
Stock final	162 489 399	0	162 489 399
Consommation matière première	3 402 275 141	274 926 490	3 677 201 630

4.5.3 Annexe Détail de la production thermique Tahiti

		Tahiti 2025			Tahiti Nord 2025			Secosud 2025		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE										
P1	PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	-2 431 489 435		-2 431 489 435	-2 431 489 435		-2 431 489 435			
	- UO LP1 : Puissance maximale majorée 2024	123 533		123 533	106 147		106 147			
	- Forfait FP1 2025	23 945		23 945	23 945		23 945			
	Façonuration P1 autres distributeurs	-420 390 888		-420 390 888						
	COUT S DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	2 451 381 828	145 130 971	2 596 512 699	2 108 374 880	124 705 279	2 231 080 159	345 008 787	20 425 892	365 432 480
	par UO : Puissance maximale majorée	-19 844		-21 019	-19 844		-21 019			
	- Maintenance	868 237 788	138 824 261	998 062 019	737 448 823	120 145 425	867 595 048	120 788 144	19 878 828	140 466 970
	- A C	159 054 505	100 484 180	259 538 685	136 669 218	86 342 065	223 011 283	22 385 287	14 142 115	36 527 402
	- A CE	247 855 639	47 610 435	295 466 074	212 972 505	40 909 756	253 882 261	34 883 134	6 700 679	41 583 813
	- MO	502 976 732	16 208 911	519 185 643	432 187 927	13 927 673	446 115 600	70 788 805	2 281 238	73 070 043
	- AUTRES	-51 649 108	-24 479 275	-76 128 383	-44 380 027	-21 034 069	-65 414 096	-7 269 081	-3 445 206	-10 714 287
	- Conduite et Fonctionnement	382 830 774		382 830 774	311 684 220		311 684 220	61 038 564		61 038 564
	- A C	3 580 569		3 580 569	3 076 641		3 076 641	503 928		503 928
	- A CE	171 292 432		171 292 432	147 184 783		147 184 783	24 107 649		24 107 649
	- MO	5 599 920		5 599 920	4 811 789		4 811 789	788 131		788 131
	- AUTRES	182 157 853		182 157 853	156 521 008		156 521 008	25 636 845		25 636 845
	- Amortissement des actifs de concession	810 008 868		810 008 868	624 164 883		624 164 883	86 862 196		86 862 196
	- Charge lissée sur biens financés	987 114 291		987 114 291	848 188 101		848 188 101	138 926 190		138 926 190
	- Charge lissée de renouvellement	-377 107 433		-377 107 433	-324 033 438		-324 033 438	-53 073 995		-53 073 995
	- Quote part des activités support affectées	820 608 228	6 308 720	826 916 948	633 178 364	4 668 864	637 738 208	87 329 874	748 888	88 078 740
	- Fonctions supports	272 825 103	4 962 747	277 787 850	234 427 774	4 264 291	238 692 065	38 397 329	698 456	39 095 785
	- Frais de siège	347 681 125	343 973	348 025 098	298 748 580	295 563	299 044 143	48 932 545	48 411	48 980 955

			Tahiti 2025			Tahiti Nord 2025			Secosud 2025		
			Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE											
P2 Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	-787 177 487			-787 177 487	-787 177 487			-787 177 487		
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2024	295 077 890			295 077 890	258 135 083			258 135 083		
	- Forfait FP2 2025	2,972			2,972	2,972			2,972		
	Facturation P2 autres distributeurs	-118 341 068			-118 341 068						
	COUT S D'ENTRETIEN DES MOTEURS	882 823 723	59 325		882 883 049	772 558 810	53 119		772 809 729	80 287 114	8 207
	par UO : kWh produits sortie de centrale	- 2,924			- 2,924	- 2,993			- 2,993		
	- Maintenance	595 138 020			595 138 020	532 873 927			532 873 927	82 282 093	82 282 093
	- A.C	394 390 391			394 390 391	353 129 956			353 129 956	41 260 435	41 260 435
	- A.CE	116 774 071			116 774 071	104 557 371			104 557 371	12 216 700	12 216 700
	- MO	214 452 315			214 452 315	192 016 688			192 016 688	22 435 627	22 435 627
	- AUTRES (provision rév groupes...)	-130 480 757			-130 480 757	-116 830 088			-116 830 088	-13 650 669	-13 650 669
	- Traitement des effluents	47 827 252			47 827 252	42 844 672			42 844 672	4 982 880	4 982 880
	- Quote part des activités support affectées	220 080 451	59 325		220 119 777	187 038 110	53 119		187 081 229	23 022 341	8 207
	- Fonctions supports	160 095 548			160 095 548	143 346 631			143 346 631	16 748 917	16 748 917
	- Frais de siège	59 964 903	59 325		60 024 228	53 691 479	53 119		53 744 598	6 273 424	6 207
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	-3 838 598 593			-3 838 598 593	-3 838 598 593			-3 838 598 593		
	Facturation autres distributeurs	-448 509 574			-448 509 574						
	Par kWh produits sortie de centrale	13,01			13,01	14,87			14,87		
	- Consommations	4 287 108 189			4 287 108 189	3 838 598 596			3 838 598 596	448 509 574	448 509 574
	- Fioul										
	- Gasoil	4 106 853 483			4 106 853 483	3 677 201 631			3 677 201 631	429 651 852	429 651 852
ACTIVITES ANNEXES	- Huile	173 303 811			173 303 811	155 173 068			155 173 068	18 130 743	18 130 743
	- Urée	6 948 875			6 948 875	6 221 896			6 221 896	726 979	726 979
	PRODUIT SUR TRAVAUX VENDUS	-47 500			-47 500	-47 500			-47 500		
	- Coûts directs										
	- Quote part des activités support affectées										
	- Fonctions supports										
	- Frais de siège										
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES					-885 241 518			-885 241 518		
	- Coûts sur revente énergie					883 783 455	20 431 899		904 215 354		
	MARGE AVANT IS					-101 468 083	20 431 899		-81 028 184		
	PRODUIT SUR TRAVAUX IMMOBILISES	-1 058 819 322			-1 058 819 322	-1 058 819 322			-1 058 819 322		
	- Coûts directs	1 031 055 535			1 031 055 535	1 031 055 535			1 031 055 535		
	- A.C	557 322 704			557 322 704	557 322 704			557 322 704		
	- A.CE	381 595 562			381 595 562	381 595 562			381 595 562		
	- MO	98 779 432			98 779 432	98 779 432			98 779 432		
	- Quote part des activités support affectées	48 784 872			48 784 872	48 784 872			48 784 872		
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE											
	TOTAL DES PRODUITS	-9 081 171 835			-9 081 171 835	-9 081 171 835			-9 081 171 835		
	MARGE AVANT IS	-400 019 907	145 180 297		-254 829 610	-400 019 907	145 180 297		-254 829 610		
	- I.S.	160 367 325	-58 206 552		102 160 773	160 367 325	-58 206 552		102 160 773		
	MARGE NETTE	-239 652 582	88 983 745		-152 888 837	-239 652 582	88 983 745		-152 888 837		

5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

- 5.1 Variation du patrimoine immobilier
- 5.2 Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
- 5.3 Suivi du programme contractuel d'investissements
- 5.4 Dépenses de renouvellement
- 5.5 Méthode relative aux charges calculées
- 5.6 Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année
- 5.7 Indemnités de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8 Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

Principe comptable

Les dépenses d'investissement (1^{er} établissement ou renouvellement) relatives aux immobilisations sont comptabilisées :

- en immobilisation à partir du jour de leur mise en service ;
- en immobilisation en-cours en l'attente, à ce stade elles ne sont pas incluses à l'inventaire.

	2024	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2025
VB concessionnaire	20 674 639 363		1 203 383 406	-337 765 273	21 540 257 496
VB tiers & concédant	2 925 185 413				2 925 185 413
Immo incorporelles	0				0
Production	23 599 824 776	0	1 203 383 406	-337 765 273	24 465 442 909
VB concessionnaire	21 490 436 896	-165 694	1 599 614 215	-229 837 319	22 860 048 098
VB tiers & concédant	4 091 442 380		232 532 959	-112 003 169	4 211 972 170
Immo incorporelles	0				0
Distribution	25 581 879 276	-165 694	1 832 147 174	-341 840 488	27 072 020 268
Total	49 181 704 052	-165 694	3 035 530 580	-679 605 761	51 537 463 177

Détail Production

ACQUISITIONS : LIBELLE DE CHANTIER	N° immobilisation	Famille	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement	
						Fin.Concess.	Financ.Tiers & Concédant
Acquisitions			1 203 383 406		469 542	1 202 913 864	0
GP2506-RENOUV CENTRI GIP FILIERE LUBRIFIANT	400000119890	LUBRIFIANT	17 577 174	0%	-	17 577 174	-
GP2508-RENOUV SYSTEME AVR GIP	400000119891	ENERGIE	24 105 048	0%	-	24 105 048	-
GP2558-RENOUV 2 INTRODUCTEURS D'AIR G2P	400000119892	ENERGIE	15 440 069	0%	-	15 440 069	-
GP2559-RENOUV 2 EXTRACTEURS D'AIR G2P	400000119893	ENERGIE	19 144 948	0%	-	19 144 948	-
GP3013-RENOUV BATTERIES TRANCHE 3	400000119894	ENERGIE	8 344 919	0%	-	8 344 919	-
GP2521-RENOUV TABLEAU TAG GIP	400000120374	ENERGIE	32 938 418	0%	-	32 938 418	-
G21208-RNV SILENCIEUX CHEMINEE G1P	400000120375	GROUPE	46 183 445	0%	-	46 183 445	-
GRE024-REN RETROFIT COMMUN PJT2024	400000120376	REGROUPEMENT	10 210 197	0%	-	10 210 197	-
G20017- REVISION R24000 GIP	400000124097	GROUPE	488 814 757	0%	-	488 814 757	-
G21216- REVISION R24000 GIP TRVX COMPLEMENT	400000124098	GROUPE	56 773 147	0%	-	56 773 147	-
GP2551- CONSTRUCT° HANGAR STOCKAGE ALTERNATEUR	400000124099	BATIMENT	75 907 868	0%	-	75 907 868	-
GP2544- RNV POMPE CIRCULAT° EAU SURCHAUFFEE	400000124100	EAU	4 366 614	0%	-	4 366 614	-
GP3030- SURFACEUSE ALESEUSE POUR MOTEURS W46	400000124101	FILIERES NON DI	4 412 506	0%	-	4 412 506	-
GP3032- RNV TOITURE INTRODUCTEUR TRI	400000124102	BATIMENT	4 638 400	0%	-	4 638 400	-
G24007- F&P ETAGERES POUR PUTU UIRA	400000124103	FILIERES NON DI	469 542	100%	469 542	-	-
GP2554-RENOUV TOUR GIP EN CIRCUIT FERME	400000124335	EAU	362 492 847	0%	-	362 492 847	-
G24011-REPARABLES PC4	400000124336	PIECES GROUPE	31 563 507	0%	-	31 563 507	-

CESSIONS : LIBELLE DE CHANTIER	N° immobilisation	Famille	Valeur Brute
Cessions			-337 765 273
A.N FILIERE PUNARUUTAHITI	400000000239	AN FILIERES	(304 550 195)
AN CONSTRUCT.PUNARUU 2021TAHITI RENOV	400000000179	BATIMENT	(2 923 620)
FIL.EAU SURCHAUFFE TRI CENT PUNARUU	400000000255	EAU	(3 876 292)
GROUPE G2P PUNARUU PIELSTICK 12PC4/2	400000000189	GROUPE	(19 936 294)
GROUPE G7P PUNARUU WARTSILA	400000000449	GROUPE	(3 239 436)
GROUPE G8P PUNARUU WARTSILA	400000000460	GROUPE	(3 239 436)

Détail Distribution

ACQUISITIONS : LIBELLE DE CHANTIER	Valeur Brute	Montant améliorant	Montant Renouvellement
Acquisitions	1 832 147 175	51 539 289	1 548 074 927
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	1 599 614 216	51 539 289	1 548 074 927
TOTAL FINANCEMENT TIERS ET CONCEDANT	232 532 959		

CESSIONS : LIBELLE DE CHANTIER	Valeur Brute
Cessions	-341 840 488
TOTAL FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE	(229 837 319)
TOTAL FINANCEMENT TIERS ET CONCEDANT	(112 003 169)

5.2 – Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public

Production : inventaire des biens gérés

En MCFP

NATURE	Puissance en MW	date de mise en service	heure de marche cumulé 12/2025	Valeur Brute d'origine - MF	Amortissement économique	Valeur nette économique
Terrain				945	1	944
Bâtiment				2 642	1 845	797
G1P	12,60	01/01/1986	165 518	1 619	146	1 473
G2P	13,70	01/01/1988	174 182	1 317	1 139	178
G3P	13,10	01/01/1989	175 358	1 288	1 165	123
G4P	13,70	01/01/1994	139 612	1 443	1 381	62
G5P	17,00	01/05/2003	103 687	1 182	1 105	77
G6P	17,00	01/05/2003	103 320	1 105	902	203
G7P	17,00	22/12/2008	74 684	1 184	432	752
G8P	17,00	22/12/2008	75 347	1 199	444	755
GS				191	140	51
Pièces sécurité et reconditionnées				1 251	548	703
Filières				4 770	3 490	1 280
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)				20 135	12 738	7 397
Terrain				0	0	0
Bâtiment				404	404	0
G2V	HS	01/01/1995	124 024	199	199	0
G3V	7,40	01/01/1995	140 353	193	193	0
TAC	9,60	17/10/2007	10 345	816	594	222
GS				12	12	0
Pièces sécurité et reconditionnées				50	50	0
Filières				807	807	0
TOTAL CENTRALE VAIRAATO A				2 482	2 259	223
Putu Uira (2023 écart sur FNP)		23/12/2022		1 725	348	1 377
Putu Uira		31/12/2023		78	16	63
Autres				45	36	9
TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD				1 848	400	1 449
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION				24 465	15 396	9 068

Ces biens font, sauf exception, l'objet d'un amortissement de caducité.

Distribution : inventaire des biens gérés

Afin de faire bénéficier les clients d'une baisse des charges annuelles récurrentes de 600 MCFP, le cahier des charges de la concession a introduit à compter de décembre 2015, le principe de la reprise des immobilisations par le concédant en fin de concession moyennant le versement au concessionnaire d'une indemnité égale à leur valeur non amortie.

Il a été convenu que cette indemnité limitée au réseau de distribution soit calculée composant par composant (poteaux bois, poteaux ciment composite, câbles, transformateurs...) sur la base de durées contractuelles d'amortissement telles qu'indiquées à l'annexe 5 de l'avenant 17 du 29 décembre 2015.

Cette exigence très lourde en matière de suivi oblige le concessionnaire :

- à la décomposition de ses immobilisations de distribution par composant,
- à l'éclatement du coût des chantiers de renouvellement ou d'extension par composant,
- à identifier les composants renouvelés et pour cela de créer un lien entre le Système d'Informations Géographiques (SIG) et l'inventaire comptable,
- à améliorer la fiabilité de son SIG.

Coût en MF	VO 31/12/2025		VO à fin 12/2024		Amortissement économique	Valeur nette économique
composants	Qté	Coût en MF	Qté	Coûts en MF		
postes cabines		1 971		1 532	780	752
enveloppes	1068	736	1 068	736	469	267
transformateur	490	497	490	497	267	230
autres	7683	738	7 343	299	43	256
postes aériens		459		458	322	139
transformateur	494	425	494	423	298	125
armement poste	1472	35	1 472	35	24	14
poste source	10 880	2 244	10 969	2 229	1 454	774
organes de coupure aérien		124		121	94	28
IAT	324	73	323	70	51	19
IAM	710	51	710	51	42	9
télécommandes	1 295	70	1 295	70	39	31
réseau aérien		9 414		9 163	5 796	3 366
poteaux BT	19 996	2 332	19 592	2 213	1 058	1 155
poteaux HT	5 224	1 741	5 183	1 695	959	736
câbles aériens BT	604 201	1 414	967 124	1 399	1 132	266
câbles aériens HT	191 219	304	191 134	302	260	43
armements autres (PND)	740 805	3 623	759 749	3 554	2 387	1 167
réseau souterrain	1 244 752	7 347	1 223 175	6 734	0	6 734
comptages		4 386		4 244	2 462	1 767
monophasés	480 710	3 369	547 924	3 310	2 209	1 101
triphases	31 115	294	35 565	289	181	108
ZMD	6 930	115	10 464	116	45	72
solaires monophasés	13 775	59	13 668	30	14	16
solaires triphasés	2 201	35	2 169	18	9	9
solaires ZMD	66	1	50	0	0	0
prépaiement	675	7	820	5	3	2
communicant	5 323	506	1 317	476	17	460
autres distribution	36 676	972	36 840	946	553	393
dispatching	457	86	457	86		
Total		27 072		25 582	11 500	13 984

Afin de faire bénéficier les clients d'une baisse des charges annuelles récurrentes de 600 MCFP, le cahier des charges de la concession a introduit à compter de décembre 2015, le principe de la reprise des immobilisations par le concédant en fin de concession moyennant le versement au concessionnaire d'une indemnité égale à leur valeur non amortie.

Il a été convenu que cette indemnité limitée au réseau de distribution soit calculée composant par composant (poteaux bois, poteaux ciment composite, câbles, transformateurs...) sur la base de durées contractuelles d'amortissement telles qu'indiquées à l'annexe 5 de l'avenant 17 du 29 décembre 2015.

Cette exigence très lourde en matière de suivi oblige le concessionnaire :

- à la décomposition de ses immobilisations de distribution par composant,
- à l'éclatement du coût des chantiers de renouvellement ou d'extension par composant,
- à identifier les composants renouvelés et pour cela de créer un lien entre le Système d'Informations Géographiques (SIG) et l'inventaire comptable,
- à améliorer la fiabilité de son SIG.

Faute d'outils suffisamment puissants, la décomposition des lignes d'actifs immobilisées opérée en 2015 s'est limitée à un niveau regroupant, par exercice de mise en service, tous les composants du même type.

En 2023, la refonte informatique du process relatif à la production d'immobilisations a permis de lier entre elles les bases de données du SIG d'une part, des immobilisations d'autre part faisant que chaque composant immobilisé pris individuellement (poteau, section de câble, transformateur...) est localisable et possède ses coûts propres.

Des règles spécifiques ont été mises en place pour garder l'égalité des deux bases de données et le traitement en comptabilité de toutes les régularisations qui pourraient être apportées au SIG.

Les deux étapes de la décomposition des lignes d'actifs immobilisées pour passer d'un détail par chantier à un détail par composant se sont faites en répartissant les valeurs immobilisées sur l'inventaire technique des composants du SIG. Ces éclatements ont été réalisés sans modification des valeurs immobilisées ou des amortissements comptabilisés au titre de chaque exercice.

L'éclatement du coût des chantiers par composant est réalisé sur la base de coûts standards par type de composant, la différence avec le coût total du chantier ou part non décomposable est comptabilisée en "armement et divers".

L'évolution d'une année par rapport à l'autre des coûts de production des composants (câbles et poteaux du réseau aérien) doit se mesurer après réintégration de la part non décomposable au prorata des montants immobilisés dans chaque catégorie de câbles ou poteaux.

La justification du coût d'un composant s'obtient en remontant a) au chantier d'origine auquel sont attachées les pièces ou factures justificatives b) à la fiche d'éclatement du coût du chantier sur ses composants.

5.3 – Suivi du programme contractuel d'investissements

Production :

Cf 5.1 Variation du patrimoine immobilier

Distribution :

Extensions réalisées dans le cadre de l'article 14.

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	621420	14A1 003447/VP MAHINA EXT	426 611	426 611	-
00	901630	14A1 EXT BTS QT MOETARAVA	740 346	740 346	-
00	302340	14A1 LC 0313/MEF/SDE PAEA M. BERNADINI VINCENT	1 184 329	1 184 329	-
00	308950	14A1 LC 0578/MEF/SDE MAHINA VALLEE DE TU	883 776	883 776	-
00	308960	14A1 LC 0578/MEF/SDE PAEA PK 19,5 C/MONT QT CRIDLA	444 856	444 856	-
00	726620	14A1 LC 0799/MCE PAPENOO	1 421 088	1 421 088	-
00	726940	14A1 LC 0799/MCE PAPENOO	1 024 214	1 024 214	-
00	424140	14A1 LC 1014/MEF/DPE QAURTIER AUKARA	1 087 307	1 087 307	-
00	102520	14A1 LC 111/MEF/SDE MAHIN	96 481	-	96 481
00	228670	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	548 184	548 184	-
00	229410	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	844 656	844 656	-
00	227720	14A1 LC 1222/MEF/SDE MAHINA - MME FAUFAARI DJAVELI	417 349	417 349	-
00	024330	14A1 LC 133/MEF PAEA PK22	297 398	297 398	-
00	030730	14A1 LC 1374/MEF PAPARA	318 954	-	318 954
00	117070	14A1 LC 1870/MEF/SDE MAHINA QT TAUMOA MADAME MAE L	994 832	994 832	-
00	008970	14A1 LC 255/MAE ARUE QT	290 983	290 983	-
00	008490	14A1 LC 255/MAE PUNAAUIA	78 690	78 690	-
00	737600	14A1 LC 267/MCE ARUE QT	422 061	422 061	-
00	726850	14A1 LC 2772/MCE PUNAAUIA	321 880	321 880	-
00	036480	14A1 LC 503/MEF/SDE PUNAA	100 249	-	100 249
00	307420	14A1 LC 538/MEF/SDE PAPARA MME TEINOARE TETUAROURU	953 644	953 644	-
00	030400	14A1 LC 551/MEF PAPARA PK	60 194	47 445	12 749
00	037260	14A1 LC 597/MEF PUNAAUIA	412 583	412 583	-
00	411260	14A1 LC 636/MEF/DPE PAPARA QT APEA	608 268	608 268	-
00	219070	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPARA MME TUNOA VAIMITI	608 613	608 613	-
00	219060	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	467 687	467 687	-
00	224510	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	3 999 461	3 999 461	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	2 009 869	2 009 869	-
00	D22099	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	1 469 964	-	1 469 964
00	918350	14A1 LC 827/MAE ARUE	565 148	565 148	-
00	218260	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	600 000	600 000	-
00	D23001	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	6 606 346	-	6 606 346
00	D23021	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	3 227 559	-	3 227 559
00	024230	14A1 LC 878/MAE PAEA PK28	682 695	682 695	-
00	419040	14A1 LC 885/MEF/DPE PUNAAUIA QT TEPAVA	3 326 291	3 326 291	-
00	810370	14A1 LC 992/MCE FAAA EXT	1 571 491	1 571 491	-
00	113970	14A1 LC1111/MEF/SDE PUNAA	1 553 759	1 553 759	-
00	124160	14A1 LC156/MEF/SDE FAA'A	997 302	997 302	-
00	124180	14A1 LC156/MEF/SDE PAPENO	1 906 133	1 906 133	-
00	008740	14A1 LC1593/MEF/SDE PAPAR	1 432 868	1 432 868	-
00	133580	14A1 LC1669/MEF/SDE ARUE	462 255	462 255	-
00	133110	14A1 LC1669/MEF/SDE FAAA	677 421	677 421	-
00	130240	14A1 LC1669/MEF/SDE PAPEN	9 747	9 747	-
00	137010	14A1 LC1669/MEF/SDE PUNAA	642 773	642 773	-
00	727140	14A1 LC2430/MCE PUNAAUIA	621 376	621 376	-
00	034900	14A1 LC303/MEF FAA'A LOT	1 123 716	1 123 716	-
00	208020	14A1 LC356/MEF/SDE ARUE	1 121 647	1 121 647	-
00	835800	14A1 LC918/MAE PAPARA QT	357 330	357 330	-
00	230750	14A1 QT BONNO M ARUE BT SOUT	2 143 537	2 143 537	-
00	508560	14A1 QT TAMAHANA ARUE SDE 012025856	1 008 682	1 008 682	-
00	214070	14A1 QT WONG HAMUTA PIRAE 0120221	444 780	444 780	-
00	21407A	14A1 QT WONG HAMUTA PIRAE 0120221	415 972	415 972	-
00	207970	14A1-TRANSFO 01712 SOCLEVAL PAPENOO FEED.HITIAA	2 718 631	2 718 631	-
00	207970	14A1-TRANSFO 01713 SOCLEVAL PAPENOO FEED HITIAA	2 718 631	2 718 631	-
00	230740	231026 14A1 QT DUVAL PAPARA 0120223074	422 696	422 696	-
00	310250	231026 14A1 QT JOCQUEL PAEA 0120231025	560 758	560 758	-
00	421110	345109 14A1 QT JENNINGS PAEA 0120242111	1 440 848	167 370	1 273 478
00	346190	345109 14A1 QT JUVENTIN PUNA0120234619	232 659	232 659	-
00	352880	345109 14A1 QT LAUGHLIN FAAA0120235288	1 105 998	1 105 998	-
00	403700	345109 14A1 QT MANJARD PAPARA012024370	1 263 419	1 263 419	-
00	307430	345109 14A1 QT MIN CHIU PAPARA 012023743	1 766 665	1 766 665	-
00	311300	345109 14A1 QT TEHEIURA ST HIL0120231130	565 895	312 989	252 906
00	345160	345109 14A1 QT WAN PUNAAUIA 0120234516	751 299	751 299	-
00	353130	345109 14A1 QT WHITE LOT5 FAAA0120235313	407 008	407 008	-
00	308550	ART14A1 EXTENSION QTIER SANFORD PAPARA	1 132 163	1 132 163	-
00	311310	ART14A1 EXTENSION QTIER THURET	1 464 535	1 464 535	-
00	343710	ART14A1 EXTENSION QTIER WAN PAPARA	417 080	417 080	-
00	403800	ART14A1 QTIER MAMATUI	720 612	720 612	-
00	024400	ART14A1 QTIER RAGIVARU	774 863	774 863	-
00	207760	EXT 14A1 BTS QT VERNAUDON	272 522	272 522	-
00	207970	EXT 14A1 VALLEE PAPENOO	26 640 075	26 640 075	-
00	139180	EXT14A1 N°001166/MET PAEA	985 847	985 847	-
00	004510	EXT14A1 QT TAPETA TAAPUNA	12 625 407	12 625 407	-
00	345140	EXTENSION QTIER BROTHERS ART14A1	300 338	300 338	-
00	345170	EXTENSION QTIER DOMINGO ART14A1	887 213	887 213	-
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14A - Travaux à l'initiative de l'autorité concédante			114 208 517	100 849 831	13 358 686

5.4 - Dépenses de renouvellement

5.4.1 Réalisé de l'exercice

Production :

Cf 5.1 Variation du patrimoine immobilier

Distribution :

	Réalisé		
	Coût unitaire renouvellement	Quantité	Montant renouvellement
E Appareil de coupure aérien HTA	341 119	3	1 023 358
E Câble aérien branchement	258	1 209	312 199
E Câble aérien BT	901	3 788	3 411 773
E Câble aérien HTA	870	376	327 010
E Câble souterrain branchement	2 043	1 667	3 405 690
E Câble souterrain BT	5 837	5 831	34 036 322
E Câble souterrain HTA	29 426	15 668	461 040 491
E Cellule HTA	734 684	36	26 448 618
E Coffret BT	65 787	145	9 539 128
E Compteur électrique	81 434	4 006	326 223 350
E Poste de transformation HTA/BT	2 121 322	118	250 316 047
E Poteau BT	178 431	709	126 507 457
E Poteau HTA	450 668	139	62 642 810
E Tableau de distribution BT	640 184	37	23 686 815
E Transformateur HTA/BT	938 544	59	55 374 116
INTERRUPTEUR SECTIONNEUR	780 022	6	4 680 129
ORGANE DE COUPURE AERIEN	815 568	1	815 568
PART NON DECOMPOSABLE RESEAU AERIEN	57 235 546	2	114 471 092
POSTE AERIEN	1 151 610	1	1 151 610
POSTE SOURCE	3 878 304	11	42 661 344
TOTAL RENOUVELLEMENT		33 812	1 548 074 927

5.4.2 Suivi des renouvellements réalisés

Cf 5.1 Variation du patrimoine immobilier

Distribution :

Méthodologie de répartition du coût des chantiers sur leurs constituants :

Le coût de revient des travaux de distribution est réparti sur les principaux composants du chantier soit sur la base du coût de sortie magasin (ex transformateurs) majoré d'un forfait de main d'œuvre, soit du coût standard moyen des poteaux et des câbles HT, d'une part et BT d'autre part, la différence avec le coût global du chantier est comptabilisée en armement et part non décomposable.

Le coût moyen standard intègre les coûts de sortie magasin, les coûts de sous-traitance pose et dépose ainsi que de la main d'œuvre interne EDT, il correspond à la moyenne pondérée des coûts standard des différents poteaux ou câbles installés sur le réseau en BT d'une part, en HT d'autre part.

	Coût unitaire / réalisé		
	2025	2024	2023
POTEAUX BT	178 431	172 099	171 305
POTEAUX HT	450 668	435 983	426 518
CABLES BT	901	1 208	2 774
CABLES HT	870		
IAT/IAM	780 022		1 407 980
INTERRUPTEUR SECTIONNEUR IPT	780 022	707 054	1 616 982
RESEAU SOUTERRAIN BT	5 837	36 519	21 682
RESEAU SOUTERRAIN HT	29 426	13 125	24 798
CELLULE HTA	734 684	922 394	964 573
COFFRETS BT	65 787	333 107	273 416
POSTE DE TRANSFORMATION HTA/BT	2 121 322	1 631 302	3 524 325
POSTE STRUCTURES	3 878 304	1 438 973	1 573 631
TABEAU DE DISTRIBUTION BT	640 184	889 322	532 134
TRANSFORMATEUR HTA/BT	938 544		1 525 577
COMPTEURS	81 434	77 184	
ARMEMENT RESEAUX AERIENS	56%	58%	40%

Il est à noter que l'absence de mise à jour des coûts standards fausse la vision du coût unitaire des seuls poteaux et câbles pour lesquels les très fortes augmentations résultant des crises COVID et guerre d'Ukraine (de l'ordre de 30%) se retrouvent dans le poste armement et part non décomposable.

Ce poste représente **56%** du coût des seuls poteaux et câbles du réseau aérien sur l'exercice.

Suivi des quantités

	quantité / réalisé		
	2025	2024	2023
POTEAUX BT	709	250	402
POTEAUX HT	139	55	104
CABLES BT	3 788	226	1 093
CABLES HT	376		-
IAT/IAM	6		3
RESEAU SOUTERRAIN	23 166	13 862	1 413
E CELLULE HTA	36	1	17
E POSTE DE TRANSFORMATION HTA/BT	118	59	6
E TABLEAU DE DISTRIBUTION BT	37	17	10
E TRANSFORMATEUR HTA/BT	59		12

5.4.3 Besoin de renouvellement

5.4.3.1 Evolution du besoin de renouvellement

Production

Le plan de renouvellement soumis au concédant le 5 avril 2019 s'élevait à 15.308.465.467 F CFP.

Ce dernier non validé en l'état a fait l'objet de nombreuses discussions pendant près de deux ans aboutissant à un nouveau projet entièrement orienté vers la transition énergétique.

Tant les études réalisées que les commandes déjà passées démontrent que la très forte inflation constatée à la suite des crises sanitaire du Covid-19 et de la guerre d'Ukraine n'a pu être résorbée et que les prix actuels sont donc très supérieurs à ceux pratiqués auparavant.

Il en ressort que les plans de renouvellement et les budgets associés devront être revu dans l'exercice

Distribution

Le plan de renouvellement présenté par EDT le 5 avril 2019 s'élevait à 12.229.290.957 CFP couvrant la période 2018 à 2030.

Ce plan n'a pas été validé par le ministère lequel souhaitait un moindre provisionnement au bénéfice des clients.

Le plan nouveau présenté par EDT le 25 septembre 2019 et validé par le ministère ref 390/MAE du 18 mai 2020 s'élevait à 10.938.894.885 CFP et couvrait la période allant du 1er janvier 2019 au 30 septembre 2030.

composants	qté estimative	unité	Durée amort.	Total avec TVA à reverser
<u>postes distribution</u>				
enveloppes & GC	20	U	35	116 554 167
tableaux hta	70	U	25	233 108 333
tableau BT TUR	170	U	25	116 554 167
transfos cabine	100	U	35	116 554 167
coffret de télécommande	99	U	15	58 277 083
<u>postes sources</u>				
transfos puissance	2	U	35	228 580 000
tableaux hta et bt	2	U	25	285 725 000
batteries	10	U	10	11 655 417
protections	50	U	15	58 277 083
génie civil	2	U	35	34 287 000
télécommande et auxiliaires	10	U	15	58 277 083
réseau télécommunication (Fibre O)	10 000	ml	25	17 483 125
<u>reseau aérien</u>				
organes de coupure télécommandé et armement	60	U	15	81 587 917
organes de coupure manuel et armement	40	U	25	51 283 833
transformateurs et armement	150	U	30	349 662 500
poteaux HTA et armements bois	900	U	30	524 493 750
poteaux HTA et armements métallique	300	U	25	174 831 250
poteaux HTA et armements composite	200	U	50	116 554 167
poteaux BT et armements bois	5 300	U	30	1 158 257 031
poteaux BT et armements métallique	600	U	25	131 123 438
poteaux BT et armements composite	400	U	50	87 415 625
cables HTA	40 000	ml	25	233 108 333
cables BT	90 000	ml	25	244 763 750
<u>reseau sous terrain</u>				
cables HTA	136 000	ml	35	2 331 083 333
cables BT	17 000	ml	35	407 939 583
Grille et enveloppe	1 000	U	10	174 831 250
<u>comptage et branchement</u>				
comptages mécaniques	15 000	U	25	2 331 083 333
comptages numériques	7 500	U	10	582 770 833
enveloppes et grilles et cables	5 000	U	10	582 770 833
Dispatching : équipements	2	U	5	40 001 500
TOTAL				10 938 894 885

5.4.3.2 Reste à faire

5.4.3.2 - Reste à faire

Réalisé			
	Production*	Distribution	Total
2018	42 953 542		42 953 542
2019	115 879 663	353 947 817	469 827 480
2020	40 865 619	383 749 338	424 614 957
2021	270 863 134	1 058 661 993	1 329 525 127
2022	1 459 787 935	808 628 735	2 268 416 670
2023	424 345 969	365 521 824	789 867 793
2024	852 024 424	981 391 738	1 833 416 162
2025	1 202 913 864	1 548 077 409	2 750 991 273
			-
cumul	4 409 634 150	5 499 978 854	9 909 613 004

*déduction faite de l'apport des défiscalisants métropolitains

Reste à faire sur plan			
	Production plan 2018/2030	Distribution plan 2019/2030	Total
plan 2018 / 2030 et 2019 / 2030	15 308 465 477	10 938 894 885	26 247 360 362
- réalisé	(4 409 634 150)	(5 499 978 854)	(9 909 613 004)
+ ajustement du plan			-
Reste à faire	10 898 831 327	5 438 916 031	16 337 747 358

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

En matière de délégation de services public, le provisionnement des coûts futurs de renouvellement est une obligation, cette dernière est définie aux articles 7 et 24 de la concession « Le concessionnaire est tenu d'établir, d'exploiter, d'entretenir et de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de manière qu'ils soient maintenus en bon état de service » ;

« le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante tous les ouvrages et le matériel de la concession en bon état d'entretien ».

La méthode de comptabilisation de cette obligation issue du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 a pour but de sécuriser le maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations concédées ; à cette fin, et par la combinaison des amortissements de caducité, amortissements techniques et provisions pour renouvellement, le concessionnaire doit mettre de côté les ressources financières nécessaires au financement des renouvellements.

Outre sa difficulté de compréhension pour des non professionnels, cette méthode a pour inconvénient :

- de n'être applicable qu'aux seuls biens en remise gratuite en fin de concession ;

Et pour les autres biens :

- d'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession (au fur et à mesure des renouvellements) ¹⁾ ;
- de générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants ;
- de ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée ;
- de ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux

Les arrêtés 2099 et 2100 du 17 décembre 2015 relatifs à la comptabilité appropriée, donnent pour obligation au concessionnaire de présenter ses comptes de manière économique et à cette fin §218-3 d'opérer tous retraitements susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités.

Sont directement visés par ces arrêtés §218-9, les charges de renouvellements.

§ 218-10 - L'opérateur justifie de sa charge économique de renouvellement en présentant annuellement sa méthode de valorisation de la charge économique de renouvellement ainsi qu'un programme de renouvellement des actifs considérés par l'opérateur comme renouvelables.

Cette méthode est conforme au point 218-6 de l'arrêté 725 CM du 21 mai 2024.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, le concessionnaire a mis en place au 1^{er} janvier 2017 et de manière prospective une méthode de comptabilisation « susceptibles de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

- elle consiste à « amortir » sur la durée résiduelle de la concession à la fois la valeur non amortie des biens gérés et de « provisionner » sur la même durée ses coûts prévisionnels de renouvellement ;
- elle permet pour un patrimoine géré constant, d'avoir une charge globale d'amortissement constante sur toute la durée de la concession.

Amortissement technique des biens au bilan

La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

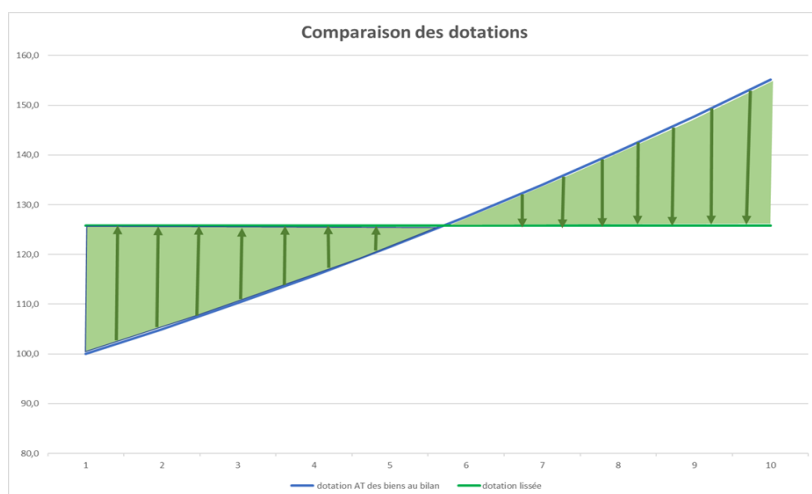
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

A patrimoine inchangé la valeur brute des biens au bilan et les dotations aux amortissements s'y rapportant augmentent chaque année en raison des surcoûts de renouvellement.

Dotation/reprise de lissage

Afin d'obtenir des dotations identiques sur la durée de la concession, il est fait recours à des dotations/reprises de lissage avec pour contrepartie un compte « Actif/Passif de renouvellement ».

Les dotations/reprises de lissage (flèches vertes) sont calculées par différence entre la dotation de l'exercice à l'amortissement des biens figurant au bilan et la moyenne sur la durée résiduelle de la concession des mêmes dotations.



La courbe bleue représente la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan. Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage.

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée.

La surface verte représente, « l'actif/passif » de renouvellement.

A la mise en application de cette méthode, toutes les dotations antérieures au renouvellement (AT/PR) ont été transférées dans « l'actif/passif de renouvellement ».

En fin de concession, cet « actif/passif de renouvellement » sera à zéro, le cumul des dotations étant par construction égal au cumul des reprises.

Détail des calculs / Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VO Ouverture	19 666 164 770	19 828 229 018	19 761 438 337	19 786 109 905	19 451 297 260	19 557 757 627	21 349 917 214	21 537 427 659	22 276 990 903
acquisitions	53 271 383	42 953 542	115 879 663	40 865 619	270 863 134	1 459 787 935	424 345 969	852 024 424	1 202 913 864
acquisitions financement Tiers						434 499 642			
transferts/régulés	162 064 250	(13 960 140)			(253 118)			1 000 000	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondu)									
- origine financement concession	(53 271 385)	(95 784 083)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(102 127 990)	(236 835 524)	(113 461 180)	(337 765 273)
- origine financement tiers									
VO Clôture	19 828 229 018	19 761 438 337	19 786 109 905	19 451 297 260	19 557 757 627	21 349 917 214	21 537 427 659	22 276 990 903	23 142 139 494
- Financements tiers cumul	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC renouvelé exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
base amortissable	17 970 315 309	17 903 524 628	17 928 196 196	17 593 383 551	17 699 843 918	19 057 503 863	19 245 014 308	19 984 577 552	20 849 726 143
cumul doté à l'ouverture	14 117 357 097	14 392 568 398	14 519 230 388	14 719 147 552	14 638 916 039	14 797 274 143	15 179 852 565	15 489 873 839	16 034 721 929
sortie AT sur sortie immo		(159 463 627)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(102 127 990)	(226 427 365)	(113 461 180)	(337 765 273)
reste à amortir	3 852 958 212	3 670 419 857	3 500 173 903	3 249 914 263	3 225 077 528	4 362 357 710	4 291 589 108	4 608 164 893	5 152 769 487
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8	7	6
dotation sur TN	248 222 536	252 919 782	256 857 605						
dotation part du Sud	26 988 765	33 205 835	34 267 654						
dotation exercice	275 211 301	286 125 617	291 125 259	295 446 751	322 507 753	484 706 412	536 448 638	658 309 270	858 794 914
dotations cumulées	14 392 568 398	14 519 230 388	14 719 147 552	14 638 916 039	14 797 274 143	15 179 852 565	15 489 873 839	16 034 721 929	16 555 751 571
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 577 746 911	3 384 294 240	3 209 048 644	2 954 467 512	2 902 569 775	3 877 651 298	3 755 140 469	3 949 855 623	4 293 974 572
mécanisme de lissage des AT									
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(11 955 933 456)	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(13 083 461 838)	(13 115 044 681)	(13 094 885 298)	(12 953 008 140)
dotations/reprisesB	(239 135 194)	(241 307 021)	(227 819 000)	(224 357 327)	(194 909 840)	(31 582 843)	20 159 383	141 877 158	342 362 802
Actif/Passif de renouvellement clôture	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(13 083 461 838)	(13 115 044 681)	(13 094 885 298)	(12 953 008 140)	(12 610 645 338)
dotation aux amortissements A	(275 211 301)	(286 125 617)	(291 125 259)	(295 446 751)	(322 507 753)	(484 706 412)	(536 448 638)	(658 309 270)	(858 794 914)
dotation hors améliorant lissée A+B	(514 346 495)	(527 432 638)	(518 944 259)	(519 804 078)	(517 417 593)	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 432 112)	(516 432 112)
moyenne des dotations	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 539 169)	(516 432 112)
écart sur moyenne exercice	3 121 245	(9 964 898)	(1 476 519)	(2 336 338)	50 147	1 178 485	1 178 485	1 107 057	-
écart sur moyenne en cumulé	3 121 245	(6 843 653)	(8 320 172)	(10 656 510)	(10 606 363)	(9 427 879)	(8 249 394)	(6 642 337)	(7 142 337)
Traitement de l'améliorant									
VO Ouverture	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
acquisitions financement concession	-	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 147 059 736	1 241 342 976	1 322 833 871
acquisitions autres financement Tiers	66 105 032	142 321 695	45 587 202	474 169 882	395 975 769	22 900 156	94 283 240	81 490 895	469 542
VO Clôture	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 147 059 736	1 241 342 976	1 322 833 871	1 323 303 413
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	(7 000 000)	7 000 000	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	-	-	-	-	-	(7 000 000)	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%
base amortissable	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 140 059 736	1 241 342 976	1 322 833 871	1 323 303 413
cumul doté à l'ouverture	0	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(204 607 314)	(308 546 472)	(425 146 035)	(553 387 154)
reste à amortir	66 105 032	203 704 939	233 622 530	688 323 868	1 021 724 740	935 452 422	932 796 504	897 687 836	769 916 258
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8	7	6
dotation exercice	(4 721 788)	(15 669 611)	(19 468 544)	(62 574 897)	(102 172 474)	(103 939 158)	(116 599 563)	(128 241 119)	(128 319 376)
dotations cumulées	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(204 607 314)	(308 546 472)	(425 146 035)	(553 387 154)	(681 706 531)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	61 383 244	188 035 328	214 153 986	625 748 971	919 552 266	831 513 264	816 196 941	769 446 716	641 596 882
TAC : reprise lissée de provision pour dépréciation						34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630
impact exercice(+) = produit	(519 068 283)	(543 102 249)	(538 412 803)	(582 378 975)	(619 590 067)	(585 483 783)	(598 144 188)	(609 928 601)	(610 006 858)

Traitement de l'existant y/c renouvellement					
	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	23 142 139 494	24 709 850 841	26 277 562 187	27 845 273 533	29 412 984 879
acquisitions	2 179 766 265	2 179 766 265	2 179 766 265	2 179 766 265	2 179 766 265
acquisitions financement Tiers					
transferts/réguls					
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(612 054 919)	(612 054 919)	(612 054 919)	(612 054 919)	(612 054 919)
- origine financement tiers					
VO Clôture	24 709 850 841	26 277 562 187	27 845 273 533	29 412 984 879	30 980 696 226
- Financements tiers cumul	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
base amortissable	22 417 437 490	23 985 148 836	25 552 860 182	27 120 571 528	28 688 282 875
cumul doté à l'ouverture	16 555 751 571	17 238 444 819	18 466 079 634	20 420 303 204	23 464 409 907
sortie AT sur sortie immo	(612 054 919)	(612 054 919)	(612 054 919)	(612 054 919)	(612 054 919)
reste à amortir	6 473 740 838	7 358 758 936	7 698 835 467	7 312 323 243	5 835 927 887
nb années restantes	5	4	3	2	1
dotation sur TN					
dotation part du Sud					
dotation exercice	1 294 748 168	1 839 689 734	2 566 278 489	3 656 161 622	5 835 927 887
dotations cumulées	17 238 444 819	18 466 079 634	20 420 303 204	23 464 409 907	28 688 282 875
Vo - fin tiers - IFC - dotations	5 178 992 670	5 519 069 202	5 132 556 978	3 656 161 622	-
mécanisme de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(12 610 645 338)	(11 832 329 283)	(10 509 071 661)	(8 459 225 284)	(5 319 495 775)
dotations/reprisesB	778 316 055	1 323 257 622	2 049 846 377	3 139 729 509	5 319 495 775
Actif/Passif de renouvellement clôture	(11 832 329 283)	(10 509 071 661)	(8 459 225 284)	(5 319 495 775)	-
dotation aux amortissements A	(1 294 748 168)	(1 839 689 734)	(2 566 278 489)	(3 656 161 622)	(5 835 927 887)
dotation hors améliorant lissée A+B	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)
moyenne des dotations	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)	(516 432 112)
écart sur moyenne exercice	-	-	-	-	-
écart sur moyenne en cumulé	(7 142 337)	(7 142 337)	(7 142 337)	(7 142 337)	(7 142 337)
Traitement de l'améliorant					
	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	1 323 303 413	1 323 303 413	1 323 303 413	1 323 303 413	1 323 303 413
acquisitions financement concession					
acquisitions autres financement Tiers					
VO Clôture	1 323 303 413	1 323 303 413	1 323 303 413	1 323 303 413	1 323 303 413
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-
	0%	0%	0%	0%	0%
base amortissable	1 323 303 413	1 323 303 413	1 323 303 413	1 323 303 413	1 323 303 413
cumul doté à l'ouverture	(681 706 531)	(810 025 907)	(938 345 284)	(1 066 664 660)	(1 194 984 036)
reste à amortir	641 596 882	513 277 506	384 958 129	256 638 753	128 319 376
nb années restantes	5	4	3	2	1
dotation exercice	(128 319 376)	(128 319 376)	(128 319 376)	(128 319 376)	(128 319 376)
dotations cumulées	(810 025 907)	(938 345 284)	(1 066 664 660)	(1 194 984 036)	(1 323 303 413)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	513 277 506	384 958 129	256 638 753	128 319 376	-
TAC : reprise lissée de provision pour dépréciation					
	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630
impact exercice(+) = produit	(610 006 858)	(610 006 858)	(610 006 858)	(610 006 858)	(610 006 858)

Détail des calculs / Distribution et dispatching :

Traitement de l'existant y/c renouvellement	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
VO Ouverture	22 092 241 675	21 822 492 143	21 776 404 495	21 726 373 296	21 832 075 024 ▼	22 302 863 881	22 930 499 225	23 234 836 859	23 563 609 874
acquisitions financement concession	598 179 884	569 098 069	358 730 052	383 863 609	979 029 720	808 628 735	365 521 824	981 391 738	1 548 074 927
acquisitions fin Tiers et concédant									(165 694)
transferts	(162 064 250)	246 882	(43)				74 735 767	4 419 870	5 896 132
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondu)									
- origine financement concession	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	-404 105 438	-82 584 809	-88 404 816	(625 099 815)	(229 837 319)
57,9%		52,0%	54,3%	58,0%	41,3%	10,2%	10,2%	63,4%	14,8%
- origine financement tiers	(359 790 161)	(319 286 048)	(213 831 460)	(55 479 984)	(104 135 425)	(98 408 582)	(47 515 141)	(31 938 777)	(112 003 169) ▼
VO Clôture	21 822 492 143	21 776 404 495	21 726 373 296	21 832 075 024	22 302 863 881	22 930 499 225	23 234 836 859	23 563 609 874	24 775 574 750
- Financements tiers cumul	(3 948 600 191)	(3 629 314 143)	(3 415 482 683)	(3 360 002 699)	(3 255 867 274)	(3 157 458 692)	(3 109 943 551)	(3 082 424 644) ▼	(2 976 317 607)
- IFC biens au bilan clôture	(2 897 786 215)	(3 511 416 919)	(3 795 564 462)	n/a	n/a	n/a	(5 945 329 186)	(6 480 983 494)	(7 937 532 661)
- IFC améliorant cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	n/a	n/a	n/a	414 957 103	465 094 011	506 052 284
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(4 722 996 090)	(5 287 055 584)	(5 530 372 083)	(6 015 889 483)	(7 431 480 377)
- IFC renouvelint exercice	n/a	n/a	n/a						
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(4 722 996 090)	(5 287 055 584)	72,00% (5 530 372 083)	75,71% (6 015 889 483)	79,47% (7 431 480 377)
base amortissable	15 040 827 934	14 751 678 140	14 716 532 054	14 693 177 615	14 324 000 517	14 485 984 949	14 594 521 225	14 465 295 747	14 367 776 766
cumul doté à l'ouverture	8 713 767 144	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 609 453 769	9 713 756 271	10 170 595 183	10 646 231 724	10 656 012 457
sortie AT sur sortie immo	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	(404 105 438)	(82 584 809)	(88 404 816)	(625 099 815)	(229 837 319)
reste à amortir	6 673 135 795	6 221 068 480	5 883 231 184	5 592 071 542	5 118 652 186	4 854 813 467	4 512 330 858	4 444 163 838	3 941 601 627
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8	7	6
dotation exercice	459 064 072 ▼	497 620 958 ▼	490 487 100 ▼	508 347 696	508 407 940	539 423 721	564 041 357	634 880 548	656 933 605
dotations cumulées	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 609 453 769	9 713 756 271	10 170 595 183	10 646 231 724	10 656 012 457	11 083 108 743
Vo - fin tiers - IFC - dotations	6 214 071 723	5 723 447 522	5 392 744 084	5 083 723 845	4 610 244 246	4 315 389 766	3 948 289 501	3 809 283 289	3 284 668 023
mécanisme de lissage des AT									
Actif/Passif de renouvellement ouverture	-	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 058)	(801 205 586)	(851 754 534)	(881 493 002)	(871 676 347)
dotations/reprisesB	(249 162 726) ▼	(216 538 187) ▼	(125 963 409) ▼	(129 057 736)	(80 483 528)	(50 548 948)	(29 738 468)	9 816 655	55 452 530
Actif/Passif de renouvellement clôture	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 058)	(801 205 586)	(851 754 534)	(881 493 002)	(871 676 347)	(816 223 817)
dotation aux amortissements A	(459 064 072)	(497 620 958)	(490 487 100)	(508 347 696)	(508 407 940)	(539 423 721)	(564 041 357)	(634 880 548)	(656 933 605)
dotation hors améliorant lissée A+B	(708 226 798)	(714 159 145)	(616 450 509)	(637 405 433)	(588 891 468)	(589 972 669)	(593 779 825)	(625 063 893)	(601 481 075)
moyenne des dotations	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(630 309 507)	(601 481 075)
écart sur moyenne exercice	(93 559 325)	(99 491 672)	(1 783 036)	(22 737 960)	25 776 005	24 694 804	20 887 648	5 245 614	-
écart sur moyenne en cumulé	(93 559 325)	(193 050 997)	(194 834 033)	(217 571 992)	(191 795 987)	(167 101 183)	(146 213 535)	(31 473 684)	(140 967 921)
rappel 2019 pour contrôle	(708 226 798)	(714 159 145)	(671 068 390)	(608 306 504)	(608 306 504)	(608 306 504)	(608 306 504)	(608 306 504)	(608 306 504)
Traitement de l'améliorant									
VO Ouverture	-								
acquisitions financement concession régul	95 411 085	141 234 694	159 588 642	327 389 603	132 741 928	69 808 234	80 659 227	77 154 017	51 539 289
acquisitions financement concession régul							(74 735 767)		-
financement tiers								(83 845 068)	▼
acquisitions autres financement Tiers	128 769 777	193 586 458	117 256 529	116 115 956	157 152 471	236 161 104	83 845 068	59 975 441	226 636 827
VO Clôture	224 180 862	559 002 014	835 847 185	1 279 352 744	1 569 247 143	1 875 216 481	1 964 985 009	2 018 269 399	2 296 445 514
Financements tiers cumul	(128 769 777)	(322 562 235)	(439 612 764)	(555 728 720)	(712 881 191)	(949 042 295)	(1 032 887 363)	(1 009 017 736)	(1 235 654 563)
- IFC améliorant exercice	(64 722 197)	(51 282 510)	(85 201 196)	(82 430 717)	(34 572 790)	(46 610 785)	(50 136 908)	(50 136 908)	(40 958 273)
68%				71%	0%	0%	72%	76%	79%
- IFC biens au bilan cumulé	(64 722 197) ▼	(116 004 707) ▼	(201 205 903) ▼	(283 636 620) ▼	(318 209 410) ▼	(364 820 195)	(414 957 103)	(465 094 011)	(506 052 284)
68%		49%	51%	39%	37%	39%	41%	43%	45%
base amortissable	30 688 888	120 641 072	195 028 518	439 987 403	538 156 541	561 353 990	517 140 542	544 157 651	554 738 667
cumul dotà l'ouverture	0	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942)	(64 193 347)	(115 046 946)	(164 636 617)	(208 699 608)	(256 622 185)
resteà amortir	30 688 888	118 449 008	183 724 992	413 373 462	473 963 194	446 307 045	352 503 925	335 458 044	298 116 482
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8	7	6
dotation exercice	(2 192 063)	(9 111 462)	(15 310 416)	(37 579 406)	(50 853 598)	(49 589 672)	(44 062 991)	(47 922 578)	(49 686 080)
dotations cumulées	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942) ▼	(64 193 347)	(115 046 946)	(164 636 617)	(208 699 608)	(256 622 185)	(306 308 266)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	28 496 825	109 337 546	168 414 576	375 794 056	423 109 596	396 717 373	308 440 934	287 535 466	248 430 402
rappel 2019 pour contrôle	(2 192 063)	(9 111 462)	(15 310 416)	(15 464 647)	(15 077 537)	(13 978 107)	(11 927 303)	(8 578 801)	(3 407 129)
Caducité : reprise lissée	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	640 486 377	640 486 377
impact exercice(+) = produit	(92 995 007)	(105 846 753)	(14 337 071)	(57 560 984)	(22 321 212)	(22 138 487)	(20 418 962)	(32 500 093)	(10 680 778)

Traitement de l'existant y/c renouvellement					
	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	24 775 574 750	25 751 267 460	26 726 960 169	27 702 652 879	28 678 345 588
acquisitions financement concession	1 145 070 360	1 145 070 360	1 145 070 360	1 145 070 360	858 802 770
acquisitions fin concession régul					
acquisitions fin Tiers et concédant					
transferts					
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)					
- origine financement concession	(169 377 650)	(169 377 650)	(169 377 650)	(169 377 650)	(127 033 238)
	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%	14,8%
- origine financement tiers					
VO Clôture	25 751 267 460	26 726 960 169	27 702 652 879	28 678 345 588	29 410 115 120
- Financements tiers cumul	(2 976 317 607)	(2 976 317 607)	(2 976 317 607)	(2 976 317 607)	(2 976 317 607)
- IFC biens au bilan clôture	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(7 431 480 377)	(8 389 341 655)	(9 386 123 151)	(10 421 824 866)	(11 496 446 801)
- IFC renouvelInt exercice	(957 861 277)	(996 781 496)	(1 035 701 715)	(1 074 621 935)	(835 156 615)
	83,18%	86,94%	90,66%	94,40%	98,13%
- IFC hors biens améliorants	(8 389 341 655)	(9 386 123 151)	(10 421 824 866)	(11 496 446 801)	(12 331 603 416)
base amortissable	14 385 608 198	14 364 519 411	14 304 510 405	14 205 581 180	14 102 194 097
cumul doté à l'ouverture	11 083 108 743	11 608 106 514	12 170 176 501	12 768 702 702	13 402 453 116
sortie AT sur sortie immo	(169 377 650)	(169 377 650)	(169 377 650)	(169 377 650)	(127 033 238)
reste à amortir	3 471 877 105	2 925 790 548	2 303 711 555	1 606 256 128	826 774 218
nb années restantes	5	4	3	2	1
dotation exercice	694 375 421	731 447 637	767 903 852	803 128 064	826 774 218
dotations cumulées	11 608 106 514	12 170 176 501	12 768 702 702	13 402 453 116	14 102 194 097
Vo - fin tiers - IFC - dotations	2 777 501 684	2 194 342 911	1 535 807 703	803 128 064	-
mécanisme de lissage des AT					
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(816 223 817)	(723 329 471)	(593 362 909)	(426 940 133)	(225 293 144)
dotations/reprisesB	92 894 346	129 966 562	166 422 777	201 646 989	225 293 144
Actif/Passif de renouvellement clôture	(723 329 471)	(593 362 909)	(426 940 133)	(225 293 144)	-
dotation aux amortissements A	(694 375 421)	(731 447 637)	(767 903 852)	(803 128 064)	(826 774 218)
dotation hors améliorant lissée A+B	(601 481 075)	(601 481 075)	(601 481 075)	(601 481 075)	(601 481 075)
moyenne des dotations	(601 481 075)	(601 481 075)	(601 481 075)	(601 481 075)	(601 481 075)
écart sur moyenne exercice	-	-	-	-	-
écart sur moyenne en cumulé	(140 967 921)	(140 967 921)	(140 967 921)	(140 967 921)	(140 967 921)
rappel 2019 pour contrôle	(608 306 504)	(608 306 504)	(608 306 504)	(608 306 504)	(608 306 504)
Traitement de l'améliorant					
	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture					
acquisitions financement concession régul					
acquisitions financement concession					
régul financement tiers					
acquisitions autres financement Tiers					
VO Clôture	2 296 445 514	2 296 445 514	2 296 445 514	2 296 445 514	2 296 445 514
Financements tiers cumul	(1 235 654 563)	(1 235 654 563)	(1 235 654 563)	(1 235 654 563)	(1 235 654 563)
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-
	83%	87%	91%	94%	98%
- IFC biens au bilan cumulé	(506 052 284)	(506 052 284)	(506 052 284)	(506 052 284)	(506 052 284)
	45%	45%	45%	45%	45%
base amortissable	554 738 667	554 738 667	554 738 667	554 738 667	554 738 667
cumul doté à l'ouverture	(306 308 266)	(355 994 346)	(405 680 426)	(455 366 507)	(505 052 587)
reste à amortir	248 430 402	198 744 321	149 058 241	99 372 161	49 686 080
nb années restantes	5	4	3	2	1
dotation exercice	(49 686 080)	(49 686 080)	(49 686 080)	(49 686 080)	(49 686 080)
dotations cumulées	(355 994 346)	(405 680 426)	(455 366 507)	(505 052 587)	(554 738 667)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	198 744 321	149 058 241	99 372 161	49 686 080	-
rappel 2019 pour contrôle	4 436 106	16 445 762	35 625 974	69 510 099	148 280 523
Caducité : reprise lissée	640 486 377	640 486 377	640 486 377	640 486 377	479 048 715
impact exercice(+) = produit	(10 680 778)	(10 680 778)	(10 680 778)	(10 680 778)	(172 118 440)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 5.1 Variation du patrimoine immobilier pour la production et 5.3 Suivi du programme contractuel d'investissement pour la distribution.

5.7 - Indemnités de fin de concession

Article 22.1 Biens de production

L'article 22.1 « REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION » du cahier des charges prévoit qu'il sera attribué une indemnité au concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages faisant partie intégrante de la concession, établis par le concessionnaire pendant les dix dernières années de la concession et pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.

Cette clause n'est effective que pour les biens améliorants mis en service à compter du 1er janvier 2021.

Par dérogation aux alinéas ci-dessus, et compte tenu de l'absence d'amortissement sur les biens fonciers, les terrains servant d'assise aux biens de production, et listés en Annexe 4 de l'avenant 17 au présent cahier des charges, seront retournés au Concédant en contrepartie du versement d'une indemnité équivalente à leur valeur d'acquisition, telle que spécifiée dans ladite annexe.

DESIGNATION	COMMUNE	TITRE DE PROPRIETE	REFERENCES	SURFACE (M2)	MONTANT DE L'INDEMNITE (CFP)
Terrain principal Centrale Emile MARTIN	PUNAAUIA	Acte d'échange transcrit le 23.12.1985 (n°07, vol.1351)	Lots 115 à 123 et 134 à 142 du lotissement basse vallée de Punaruu	19.428	118 000 000
Terrain stockage principal PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 27.05.2005 (n°19, vol.2996)	Lot E lotissement BROTHERRSON parcelle S 271	10.794	449 244 800
Terrain stockage supplémentaire PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 10.06.2008 (n°3, vol.3376)	Terre TUPAPAUPITI, parcelle S 281	3.006	168 845 155
					736 089 955

Article 22.2 Biens de distribution

L'article 22.2 « REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION » du cahier des charges prévoit qu'il sera attribué une indemnité au concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages pour autant que le concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.

La valeur non amortie des ouvrages justifiant du montant de l'indemnité de fin de concession sera égale au montant des dépenses immobilisées et justifiées par le Concessionnaire après déduction d'un amortissement calculé de façon linéaire sur la durée de vie contractuelle du bien auquel il se rapporte (cf. tableau des durées de vie en Annexe 5 de l'avenant 17).

	VNC ou IFC Prévisionnelle			
	Sur biens à renouveler	Sur biens existants au bilan au 31/12/2025 et non renouvelables	Total prévisionnel à fin de concession	rappel estimation précédente
ARMEMENTS POSTES		4 839 136	4 839 136	4 839 136
ARMEMENTS RESEAUX AERIEN	152 490 339	681 958 612	834 448 951	865 906 227
ENVELOPPES	0	22 471 748	22 471 748	-2 203 043
AUTRES COMPOSANTS (DP)	137 213 020	212 418 417	349 631 437	451 498 320
CABLE RESEAUX AERIENS	216 898 731	151 246 228	368 144 959	359 507 371
CARTOGRAPHIE			0	0
COFFRET TELECOM (ITI)	13 546 685	44 190 476	57 737 161	48 061 372
COMPTEURS	1 868 072 429	1 117 991 300	2 986 063 729	2 804 156 863
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	-32 383 513	142 203 706	109 820 193	40 227 824
IMMOS DISPATCHING		0	0	0
INTERRUPTEURS AERIENS	81 399 867	18 119 914	99 519 781	97 491 333
PIECES DE SECURITE		0	0	0
POSTE SOURCE	215 101 039	538 807 135	753 908 174	998 149 080
POTEAUX RESEAUX	650 909 193	1 389 158 017	2 040 067 210	2 027 961 217
RESEAU SOUTERRAIN	1 336 324 426	3 001 456 842	4 337 781 268	4 341 672 870
TELECOM (POSTE DP)	14 824 569	18 989 387	33 813 956	33 489 326
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN		0	0	0
TRANSFO	245 726 256	593 681 743	839 407 999	584 442 622
Total général	4 900 123 039	7 937 532 661	12 837 655 700	12 655 200 519

5.8 - Plan de Renouvellement

Les grandes composantes de ce programme résultent de deux années d'échanges avec le concédant. Il est d'ores et déjà prévu avec le concédant qu'un prochain avenant organise le suivi de ce plan par la mise en place d'un fonds de travaux, les sommes non consommées lui revenant le cas échéant en fin de concession. En l'attente, et pour en permettre la réalisation, ses principales composantes ont déjà été validées :

- Plan Punaruu 2025 : courrier n°322/MAE du 2 avril 2020 pour 807 MF
- Plan Punaruu 2025 : courrier n°379/MAE du 18 mai 2020 pour la partie filières
- Régulateur de production : courrier n°390/MAE du 22 mai 2020
- Implantation du site 3 de production : courrier n° 187 / MEF du 21 février 2021
- Rétrofit des groupes G1 à G4P : courrier n°214/MEF du 31 janvier 2023
- Principe d'un nouveau site de production (site 3) à la Papenoo : courrier n° 229 / MEF du 1er février 2023

Les éléments ci-après présentés sont issus d'un projet d'avenant en cours de finalisation.

Ce programme a été établi dans le cadre d'hypothèses fixées par l'Autorité concédante. L'hypothèse la plus structurante est le nombre de kWh thermiques à produire chaque année. Elle correspond au « scénario 1b » établi entre le Concessionnaire et l'Autorité concédante.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Enrgie totale GWh	545	545	545	545	558	558	566	566	571
Boucle Nord TEP GWh	0	10	10	10	10	10	10	10	10
Swac GWh	0	10	10	10	10	10	10	10	10
Thermique Punaruu GWh	345	344	343	308	265	265	272	271	276
hdmarche Punaruu	32 774	32 674	32 623	29 246	25 203	25 149	25 836	25 780	26 218
hdmarche Pun avec Putu	32 774	28 674	28 623	25 246	21 203	21 149	21 836	21 780	22 218
Thermique Site n° 3	0	0	0	0	55	55	55	55	55
Hydro Mnui actuel	165	165	165	165	165	165	165	165	165
Hydro 95, Putu et HX2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PV fatal	35	36	37	37	38	38	39	39	40
PV stocké avec batterie	0	0	0	35	35	35	35	35	35
Taux EnR	37%	39%	39%	45%	44%	44%	44%	44%	44%
Puissance [MW]	95	95	95	95	100	103	105	105	105

Cette hypothèse dépend d'une part de la demande clients et d'autre part du développement et de la performance des énergies renouvelables.

En réponse à cette hypothèse, le plan convenu consiste en :

- La mise en place d'un régulateur de production (ou « générateur virtuel ») ;
- « L'ajout de nouveaux moyens de production (3ème site) pour une puissance minimale de 20MW au gazole sur un terrain réservé sur la commune de Papenoo » ;
- « La modernisation de la centrale de la Punaruu, de sorte à prolonger sa durée de vie opérationnelle aux environ de 2040, dans le cadre des hypothèses du scénario 1B précité :
 - o Plan Punaruu 2025 ;
 - o Plan Punaruu 2030 ;
 - o Retrofit des moteurs Pielstick (G1P à G4P). »
- Le démantèlement et le cas échéant la dépollution de la centrale de la Vairaatoa ainsi que le repositionnement de la TAC sur le site 3.

Situation prévisionnelle au 31 décembre 2020

La valeur prévisionnelle des besoins est de 15.132.125.269 F.CFP pour la période 2020 à fin de concession

La ventilation de ce montant par élément d'actif n'est donnée qu'à titre indicatif.

items	montants	date de mise en service	précision des estimations
Régulateur de production "Putu Uira"	1 651 753 925	fin 2022	98%
Plan Punaruu 2025	1 775 000 000	2024	95%
Retrofit des groupes G1P à G4P	3 500 000 000	2024 à 2028	90%
Plan Punaruu 2030	1 675 000 000	2025 à 2030	90%
Composants turbos et cheminées	600 000 000	2021 à 2030	95%
Site 3 (20MW)	4 500 000 000	2026	80%
Aleas	1 180 371 344	n/a	n/a
transfert TAC	250 000 000	2026	50%
Total	15 132 125 269		

6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

a) Convention de fourniture de Gasoil pour la centrale de Punaruu (lot 50.000 m3 estimés) (EDT – Pacifique Petroleum et Services)

Convention de fourniture de Gasoil pour la centrale de Punaruu (lot 20.000 m3 fermes et Vairaatoa) (EDT – TOTAL ENERGIES)

Permettent d'alimenter les deux centrales thermiques de Tahiti (Punaruu et Vairaatoa).

Durée : 1er janvier 2024 au 31 décembre 2026

Le contrat contient des clauses de garanties de stock, de livraison prioritaire, et d'adaptation aux demandes du client.

Avec la fermeture du site de Vairaatoa fin 2025, les livraisons correspondantes de TOTAL ont été redirigées vers le site de PUNARUU.

Le montant des achats de Gasoil au titre de 2025 s'élève à 4.057.253.551 XPF pour 68.656.023 litres.

b) Convention de fourniture d'hydroélectricité (EDT – MARAMA NUI)

Le contrat de fourniture d'hydroélectricité, signé le 30 novembre 2000 avec la société EDT, s'est poursuivi en 2024. Les prix de l'hydroélectricité sont distincts par concession, avec une formule d'actualisation annuelle.

Le montant des achats au titre de 2025 est de 2.267.106.929 XPF pour 178.090.441 kWh

c) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque

Les prix de rachat de l'électricité photovoltaïque varient en fonction de la puissance installée et de la date de mise en service de l'installation, conformément à la réglementation.

La durée d'engagement de prix de rachat est de 25 ans.

La durée d'engagement d'EDT est cependant limitée à la date de fin de son contrat de concession, soit au 30 septembre 2030.

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

Ø Bilan technique : Raccordement solaire

d) Contrat de service et de gestion des pertes de l'énergie électrique transportée (EDT - T.E.P.)

Depuis le 1^{er} janvier 2025, ce contrat remplace le précédent contrat de versement de la redevance de transport.

Il prévoit notamment les modalités par lesquelles la TEP assume, à partir du 1^{er} mars 2025, les pertes d'énergie survenues sur son réseau. La redevance de transport reste assise sur le nombre de kWh effectivement recouverts par EDT sur les usagers finals de la distribution.

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

Ø Bilan et comptes de résultat de la concession

Principe de la comptabilité appropriée

Les opérations effectuées avec les parties liées

Le montant des achats au titre de 2025 est de 1.623.769.370 XPF

e) Contrat d'achat de l'énergie électrique d'origine renouvelable transportée (EDT – TEP)

Depuis 2025, TEP est tenue de racheter l'énergie des producteurs d'électricité d'origine renouvelable raccordés à son réseau, au prix réglementairement fixé. Ceci concerne actuellement deux producteurs photovoltaïques. Par ce contrat, TEP revend ensuite son énergie à EDT (les pertes de transport étant traitées de façon générique au sein de la convention ci-dessus).

f) Convention de transferts d'ouvrages en provenance de la TEP

La TEP et EDT sont convenus, par un contrat en date du 23 décembre 2016, de transférer certains ouvrages de transformation électrique depuis la concession de transport vers la concession de Tahiti Nord. Le montant des transferts s'élève à 390.945.466 F CFP, dont 324.851.277 F CFP ont été versés à la date de signature, et ont été répercutés dans le Revenu Autorisé d'EDT. Ce transfert d'équipement implique des surcoûts de maintenance et de renouvellement pour la concession de Tahiti Nord, lesquels sont également pris en compte dans les revenus de la concession de Tahiti Nord. Le montant restant à verser, doit faire l'objet d'un avenant à la concession de distribution électrique pour permettre sa répercussion sur l'usager. **eg) Principaux baux de la concession**

Les principaux baux de la concession (hors maîtrise foncière des réseaux), sont les suivants :

- Agence Arue : Bail commercial avec la SCI GAYATRI à compter du 1er août 2019, pour une durée de 9 ans, renouvelables dans les conditions prévues au code de commerce. Loyer : 124.000 F/mois.
- Agence Vaima : deux baux commerciaux du 25/11/1982 et 31/07/1992, cédés le 16/10/1992 à EDT, tacitement reconduits pour une période indéfinie. Loyer : 295.931 F/mois.
- Agence Papara : loyer de 63.250 F/mois à la SCI TUNUI.
- Agence Faa'a Carrefour Plaza : loyer 195.300 F/mois à la SCI MANANUI
- Poste source Vairaatoa : loyer de 252.768 F/mois à la SCI VAIRAATOA
- Hangar Bodo, Z.I. Punaruu : le 10 juillet 2018, EDT a conclu avec M. Heimana BODO un bail commercial de 9 ans prenant effet le 1er août 2018, sur un hangar de 454 m², à des fins de stockage. Le loyer est de 315.000 F/mois.
- Hangar et terrain de stockage Papara : environ 1.068.000 F/mois à la SCI MATEORO

h) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux

Conventions d'occupation d'emprises foncières par des postes de transformation, et conventions d'autorisation de passage par les conduites électriques.

Incidence financière faible, la gratuité étant la règle.

Durée généralement calée sur celle de la concession existante.

i) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

Ø Aspects commerciaux

j) Contrat de supports communs avec l'OPT

EDT met à disposition de l'OPT ses supports aériens du réseau de distribution électrique, afin que cette dernière puisse y poser ses propres réseaux de télécommunication. Ce sont ainsi près de 20.000 poteaux qui sont mis à disposition à Tahiti Nord.

La convention en cours a été conclue en 2022 rétroactivement au 1er janvier 2021.