



**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 2023

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
0.1 - Communs à toutes les concessions d'EDT	3
0.2 - Spécifiques à la concession de Tahiti Nord	4
1 - PRESENTATION	6
1.1 - Le système électrique polynésien	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	11
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	19
2- OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	21
2.1 - Mode de détermination des tarifs	22
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2023	22
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	24
2.4 - Autres produits d'exploitation	25
2.5 - Statistiques de ventes	25
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord	28
2.7 - Gestion des impayés	30
2.8 - Services offerts à la clientèle	31
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	36
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	37
3.1 - Production	38
3.2 - Qualité de la fourniture	40
3.3 - Réseau de distribution	42
3.4 - Transition énergétique	47
3.5 - Gestion de l'équilibre	49
3.6 - Délestage Clientèle	52
3.7 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif	52
3.8 - Raccordement solaire	52
3.9 - Travaux significatifs et faits marquants	53
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	65
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	66
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	73
4.3 - Comptes de la concession	79
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés	89
4.5 - Annexes	93
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	98
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	99
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	100
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	102
5.4 - Dépenses de renouvellement	103
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	108
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année	114
5.7 - Indemnités de fin de concession	114
5.8 - Plan de Renouvellement	115
6 – ENGAGEMENTS BECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	117

0 - FAITS MARQUANTS

0.1 - Communs à toutes les concessions d'EDT

A) Coût des produits pétroliers

Bien que légèrement inférieur à 2022, le prix moyen 2023 d'achat du gazole alimentant les centrales thermiques de Tahiti, était de 84,755 F/L toujours largement supérieur à la part répercutée dans les tarifs de vente de l'électricité (60 F/Litre).

De ce fait, sur la période du 1^{er} janvier au 31 juillet 2023, la concession a dû faire une avance de trésorerie de 1.498 MF s'ajoutant aux 640 MF avancés au 31/12/2022.

A compter du 1^{er} août 2023, la Polynésie française a adopté une mesure de hausse de la contribution du FRPH sur le prix du gasoil de Tahiti, ramenant le prix payé par la concession de 95 F/litre à son prix d'équilibre de 60 F/litre.

B) Débouclage des concessions arrivées à échéance

L'année 2023 a été une année d'échanges avec les communes de Huahine, Taputapuatea, Tumara'a, Taha'a et Rurutu, en vue de procéder au règlement des décomptes issus des contrats de concession terminés en 2022. Les négociations ont permis d'aboutir à la rédaction d'un accord permettant à EDT de recouvrer la majeure partie des sommes qui lui étaient dues.

Les mêmes négociations menées avec la commune de Moorea, n'ont pas abouti à ce jour.

C) Pertes de synergie

L'organisation mise en place avec le Pays en 1991 reposait sur une structure solide basée sur l'île de Tahiti et assurant le support à un maximum d'îles. Le regroupement des contrats et des moyens sur EDT a permis de se doter de compétences et de moyens qu'aucune des concessions ne pouvait se payer seule.

La sortie du périmètre géré par EDT des îles à échéance initiale 2020 a mis fin brutalement à ces synergies causant un préjudice récurrent proche de 800 MF condamnant l'entreprise à une restructuration.

En 2022, pour faciliter la comparaison avec les exercices passés, ces charges liées à la perte de synergie (quote part invendue des Services support technique aux îles, back office commercial, siège) n'ont pas été réparties sur les concessions restantes.

L'année 2023 a vu se terminer les dernières concessions dites « DSP 2020 » qui faisaient partie du périmètre général des concessions EDT rattachées économiquement à Tahiti Nord. Ainsi, le 31 décembre 2023, ont pris fin les concessions de Nuku Hiva, Hiva Oa, Ua Pou et Ua Huka (cette dernière ayant été écourtée de façon anticipée).

Les frais de support résiduels après économie ont été répartis sur l'ensemble des concessions bénéficiaires sur la base des clefs de répartition historiques lesquelles ont été adaptées aux modifications d'organisation.

D) Difficultés d'approvisionnement

Les difficultés d'approvisionnement apparues avec la crise sanitaire du COVID et renforcées par la guerre d'Ukraine sont moins importantes mais persistent avec des délais et des coûts en nette augmentation.

0.2 - Spécifiques à la concession de Tahiti Nord

Les projets de renouvellement des moyens de production thermique de l'île de Tahiti, bloqués depuis des années, ont fini par faire l'objet d'un accord dans une orientation d'accompagnement de la transition vers les énergies renouvelables.

Ainsi, les projets s'y rapportant ont pu avancer avec :

- La première année de fonctionnement de « Putu uira » pour assurer la stabilité de la fourniture d'électricité en remplacement d'une partie de la puissance tournante des groupes électrogènes,
- Le lancement des travaux de consolidation de la centrale de la Punaruu de sorte à prolonger sa durée d'utilisation,
- La poursuite des études relatives à un troisième site dédié à l'accompagnement de l'essor des énergies renouvelables, évolutif vers une production thermique totalement décarbonée à horizon 2035/2045,
- L'avancée des schémas de démantèlement de la centrale de la Vairaatoa.

Au niveau de la distribution, on peut noter l'essai de poteaux de raccordement synthétiques moins coûteux et le début de mise en place pour les particuliers de compteurs communicants.

Principaux indicateurs

		TAHITI NORD			
		2023		2022	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	56 300		55 798	
	BT	55 756	99,03%	55 262	99,04%
	MT	544	0,97%	536	0,96%
	Puissance souscrite au 31/12	431 681		428 743	
	BT	382 284	88,56%	379 810	88,59%
	MT	49 397	11,44%	48 933	11,41%
	Puissance maximale appelée (*)	80,51		83,21	
	Nombre de kWh vendus total	415 085 261		409 692 942	
	BT	226 781 455	54,63%	221 500 157	54,06%
	MT	188 303 806	45,37%	188 192 785	45,94%
	Chiffre d'affaires énergie	14 208 615 754		13 455 238 374	
	BT : Total	8 350 771 556	58,77%	7 940 971 281	59,02%
	BT : par client	149 774		143 697	
	BT : par kVA de puissance souscrite	21 844		20 908	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	1 812 339 344	21,70%	1 795 419 574	22,61%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	6 538 432 212	78,30%	6 145 551 707	77,39%
	MT : Total	5 857 844 198	41,23%	5 514 267 093	40,98%
	MT : par client	10 768 096		10 287 812	
	MT : par kVA de puissance souscrite	118 586		112 690	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	1 293 144 702	22,08%	1 302 857 575	23,63%
	MT : part variable en XPF et % du CA total	4 564 699 496	77,92%	4 211 409 518	76,37%
TECHNIQUES	Prix moyen de vente par kWh vendu	34,23		32,84	
	BT	36,82		35,85	
	MT	31,11		29,30	
	Rendement réseaux (s/production nette)	0,95		0,95	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	17 813 271	4,07%	16 442 827	3,81%
	Energie hydroélectrique kWh	130 272 304	29,73%	168 649 208	39,12%
	Energie thermique kWh	290 070 435	66,20%	246 009 182	57,07%
	Energie totale achetée	438 156 010		431 101 217	
	Temps moyen de coupure				
FINANCIERS	global	0h22		0h36	
	origine production	0h04		0h04	
	origine transport	0		0h01	
	origine distribution	0h18		0h31	
	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement Km	1 564		1 565	
	Valeur d'origine k XPF	47 978 593		47 302 693	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	18 668 804		19 317 122	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement k XPF	789 868		2 109 116	
	Dépenses d'améliorant k XPF	258 788		153 720	
	Indemnité de fin de concession k XPF	12 824 052		12 802 903	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)) k XPF	15 368 023		13 636 064	
	Part revenant à la concession k XPF	5 847 972		5 798 250	
	Coût des énergies et du transport k XPF	9 520 051		7 837 814	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM) k XPF	447 118		592 472	
	Ecart RA - CA - péréquation de l'année k XPF	1 155 895		180 826	

(+) => 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.

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

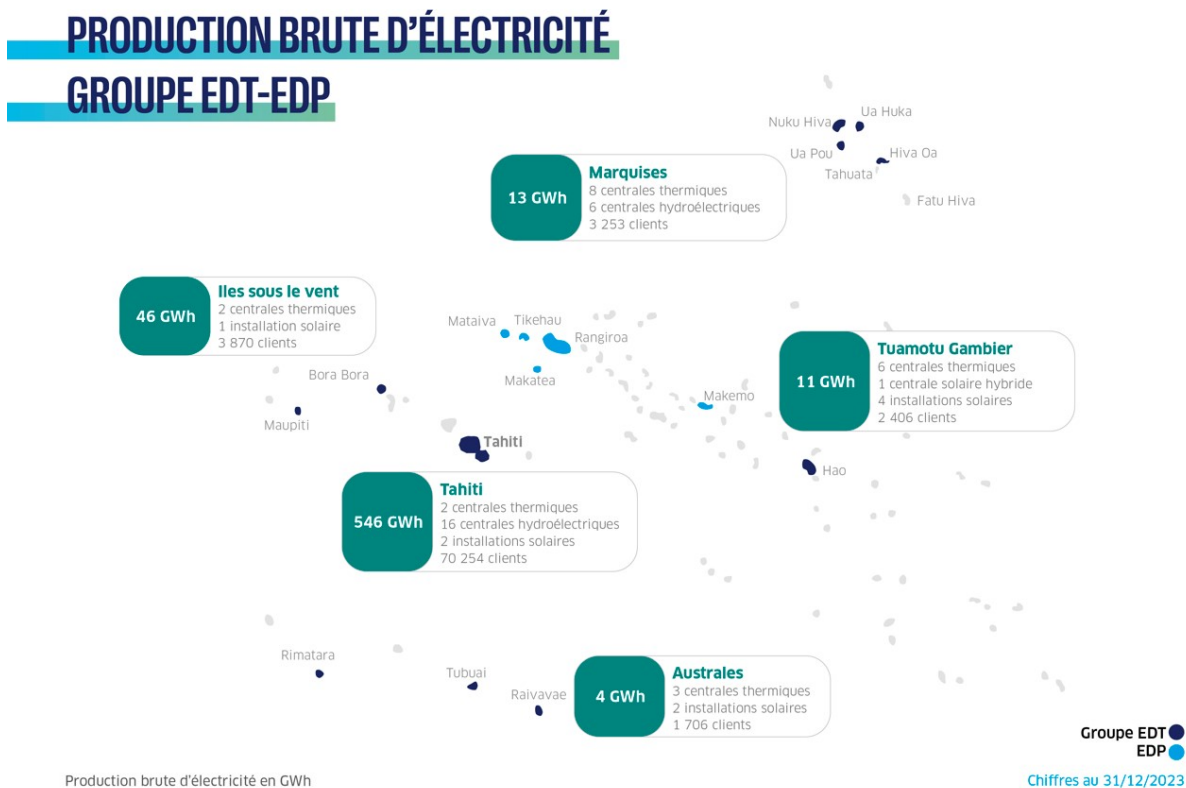
- Présentation du groupe
- Le groupe en Polynésie
- Les moyens affectés à la concession

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



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.

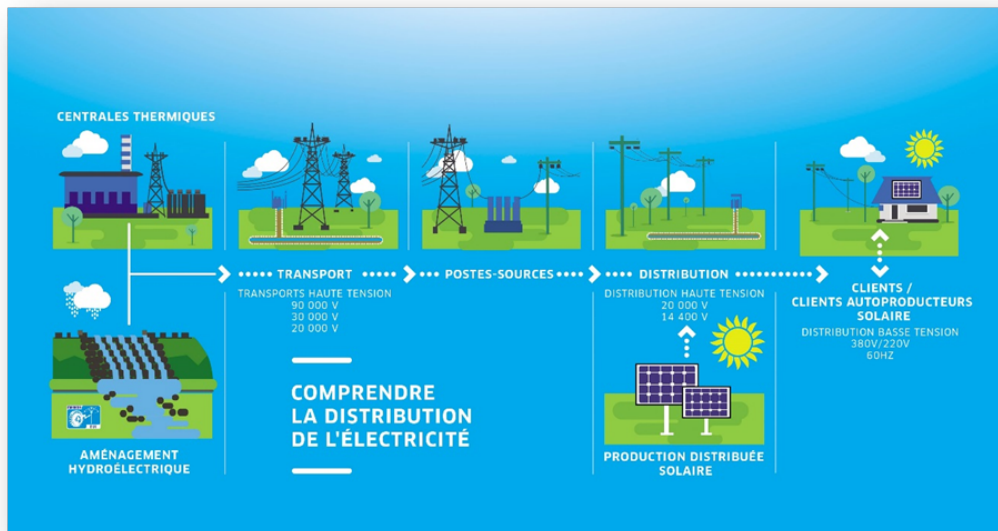
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régies communales soit de petites installations privées.

Les concessions existantes, alliant sauf exception production et distribution, sont confiées à EDT et à ses filiales.

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

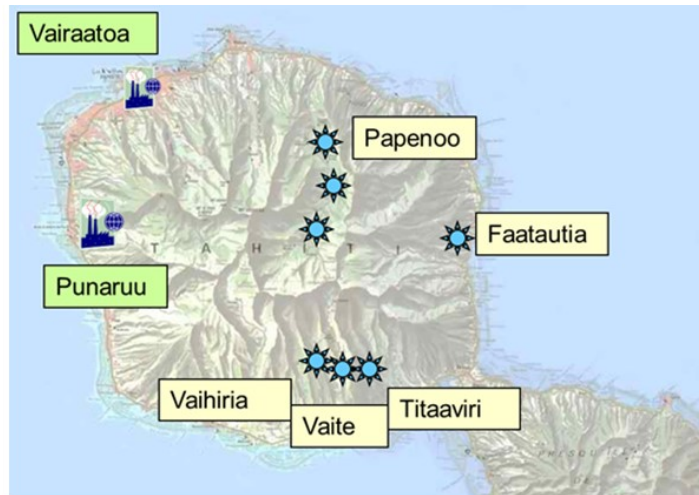


1.1.2.1 La production est composée à ce jour

- 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 3 710 installations photovoltaïques sur l'île de Tahiti (Privés hors concession)

Centrale	Puissance		Production brute		
Punaruu	121,1	MW			
Vairaatoa (Secours)	21,6	MW			
2 centrales thermiques	142,7	MW	346,45	GWh	63,50%
Papenoo	28,4	MW			
Faatautia	7,6	MW			
Vaihiria	4,9	MW			
Vaite	2,4	MW			
Titaaviri	4,1	MW			
CHPP	0,6	MW	0,60		
SPEA	0,2	MW	0,01		
18 centrales hydroélectriques	48,2	MW	155,19	GWh	28,44%
3710 installations photovoltaïques	49,1	Mwcrète	19,68	GWh	3,61%
PV autoconsommé (estimé)			24,31	GWh	4,46%
TOTAL			545,631	GWh	100,00%
% ENR total					36,50%

Situation géographique des centrales



Centrale thermique de la Punaruu



Salle des machines



La production thermique est assurée par EDT Engie 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.

Marama Nui est astreinte à une obligation de puissance garantie modulée envers le distributeur lequel est astreint à absorber l'hydroélectricité en priorité par rapport à l'énergie thermique.

Les autres énergies renouvelables bénéficient aujourd'hui de la même priorité laquelle est hiérarchisée depuis l'arrêté 253 CM du 6 mars 2015 en fonction du prix des énergie en concurrence.

La production solaire issue de 3 710 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 thermique qui vient d'être validé par la Polynésie Française va permettre d'ici à 2030 de préparer le futur du système énergétique de Tahiti.

Ce programme qui comprend les éléments suivants :

- ✓ Mise en service en 2022 du générateur virtuel Putu Uira
- ✓ Plan de renouvellement des filières Punaruu
- ✓ Rétrofit des groupes PC 4
- ✓ Aménagement du site 3 thermique à Papenoo
- ✓ Démantèlement de Vairaatoa
- ✓ Plan 2030 de renouvellement des filières Punaruu

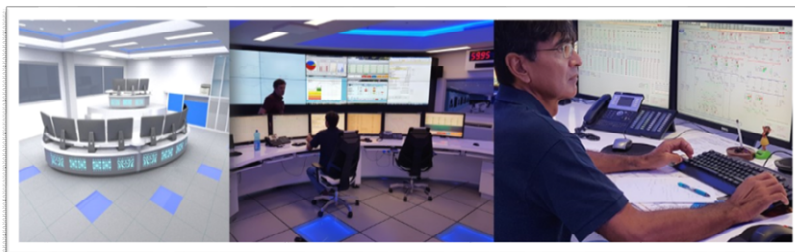
va permettre d'accompagner au mieux les énergies renouvelables par la mise en œuvre de techniques innovantes (Lissage de la production photovoltaïque fatale par la TAC, redéfinition des minimums techniques PC4) tout en garantissant un haut niveau de résilience système électrique.

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, 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.

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 Le groupe au niveau mondial

ENGIE est un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Avec ses 96 000 collaborateurs, ses clients, ses partenaires et ses parties prenantes, ENGIE s'engage chaque jour pour accélérer la transition vers un monde neutre en carbone, grâce à des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement.

Guidés par sa raison d'être, ENGIE concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète en s'appuyant sur ses métiers clés (gaz, énergies renouvelables, services) pour proposer des solutions compétitives à ses clients.

La raison d'être d'ENGIE, c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

En Polynésie, le groupe est organisé en deux pôles : énergie et services.

Le pôle énergie est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

A fin 2023, il est composé des sociétés suivantes :

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 11 concessions de Tahiti et des îles. La société est leader historique du secteur de l'énergie. Elle est concessionnaire du service public de l'électricité à Tahiti et dans 10 autres îles de Polynésie française ;
- MARAMA NUI assure depuis 1998, en concession, la production hydroélectrique dans 5 vallées de Tahiti avec 16 centrales. Elle est le premier producteur d'énergie renouvelable de Polynésie française ;
- TAHITI SUD ENERGIE, créée en 2017, assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti ;
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques.
- ITO NUI a été créée pour développer de nouvelles installations de production d'énergie renouvelables, à commencer par des centrales photovoltaïques avec stockage dans le cadre des appels à projets du Pays ;
- ELECTRICITE DE POLYNESIE (EDP), est dédiée à l'exercice de nouvelles délégations de service public de production et distribution d'électricité dans les îles.

Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support.

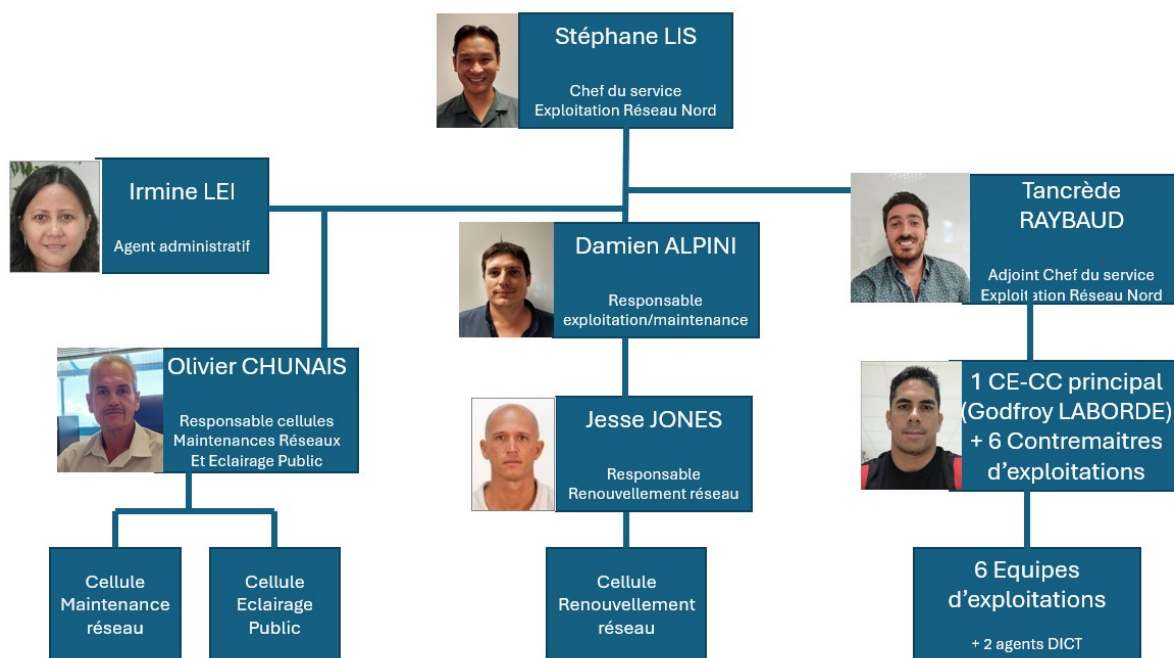
Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, électricité, VRD, élagage, installations hydrauliques, maintenance multi technique et photovoltaïque. Pour le pôle énergie, il réalise en sous-traitance des opérations de maintenance des moteurs dans les îles et sur Tahiti des travaux sur les réseaux.

1.2.3. Les moyens affectés à la concession

L'effectif technique à la concession du Nord est de 220 salariés composant les services suivants en 2023 :

- Exploitation des réseaux 49 agents
- Gestion des énergies 16 agents
- Exploitation thermique 85 agents
- Réseau clientèle 19 agents
- Technico-commercial 52 agents

Service Réseaux Nord



Dirigé par Monsieur Stéphane LIS, chef de service, et assisté par Monsieur Tancrède RAYBAUD et Monsieur Damien ALPINI, le Service d'exploitation Réseaux Nord de Tahiti est composé de 4 cellules :

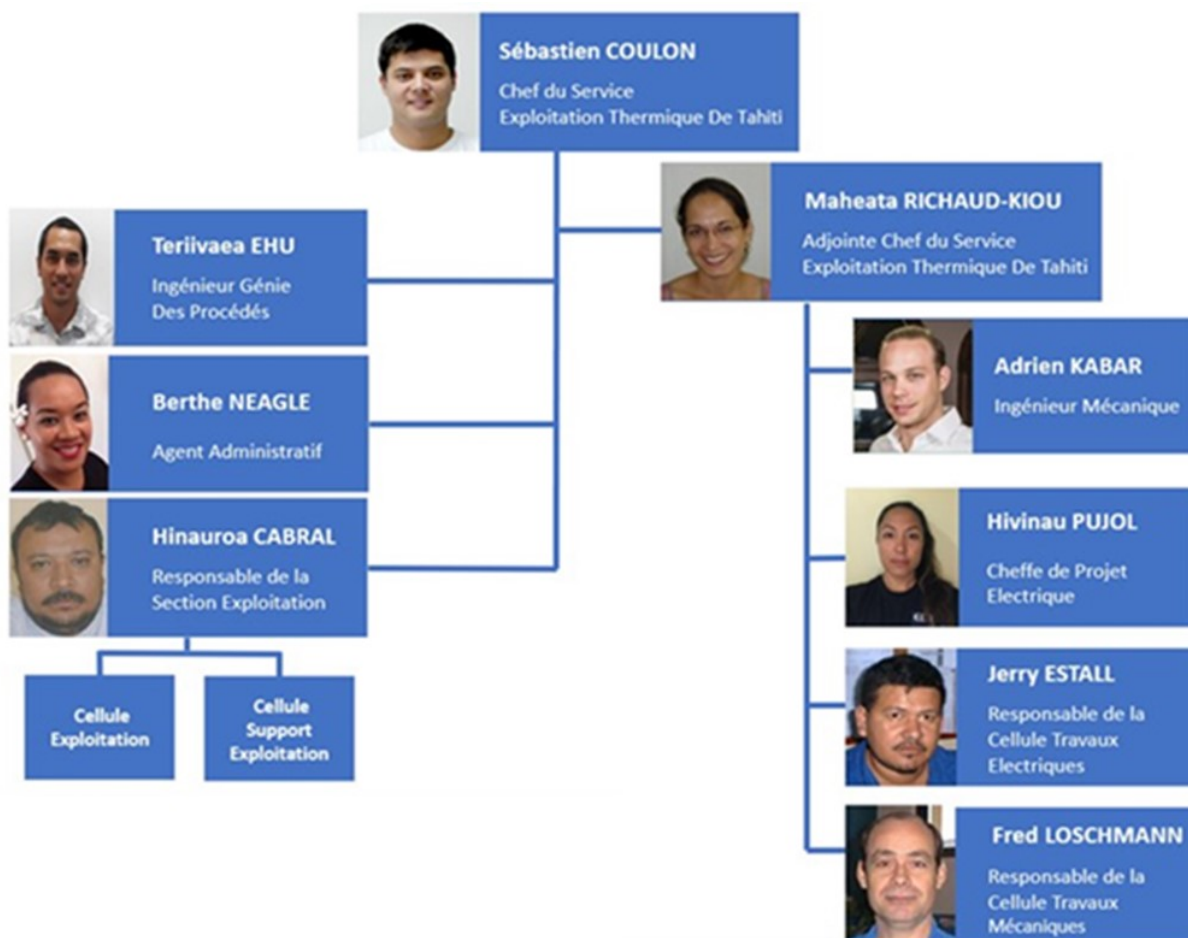
- La cellule Exploitation des Réseaux de Tahiti,
- La cellule Renouvellement Réseau,
- La cellule Maintenance,
- La cellule Eclairage Public.

Ce service, rattaché à la Direction Technique, compte un effectif total de 49 employés.

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



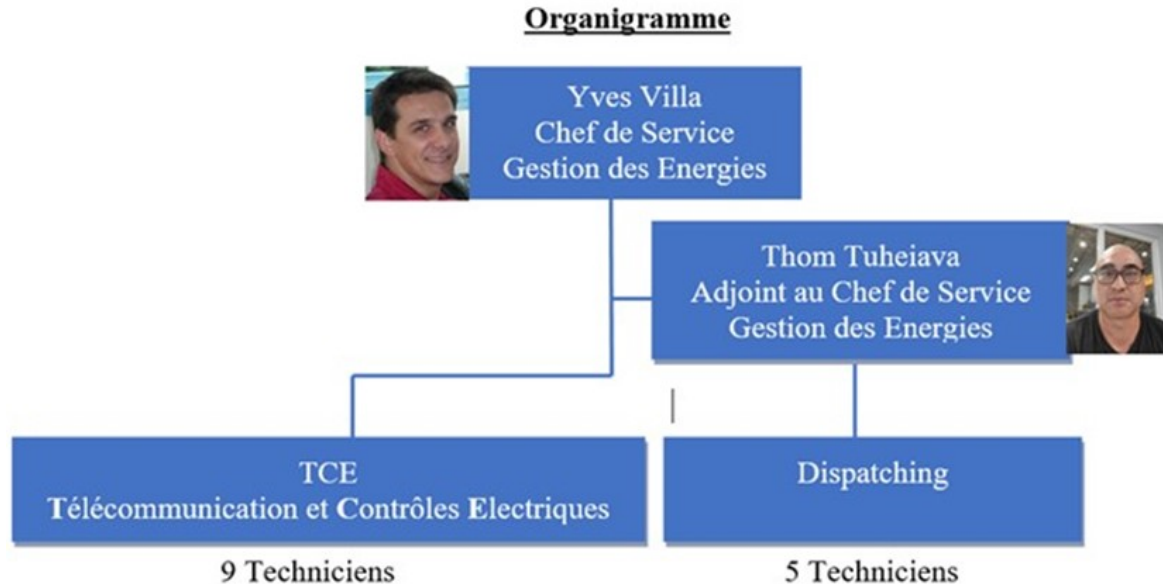
Le Service Exploitation Thermique de Tahiti situé à Punaruu, est dirigé par Monsieur Sébastien COULON, et comprend quatre cellules :

- La cellule Travaux Mécaniques
- La cellule Travaux électriques
- La cellule Exploitation et Conduite des Centrales
- La cellule Labo.
-

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 Papati.

Service Gestion des énergies

Le service de Gestion des énergies gère le Dispatching et le TCE (Télécommunication et Contrôles Electriques)



Dirigé par Monsieur Yves Villa, chef de service, et assisté par Monsieur Thom Tuheiava, le Service Gestion des Energies est composé de 2 cellules :

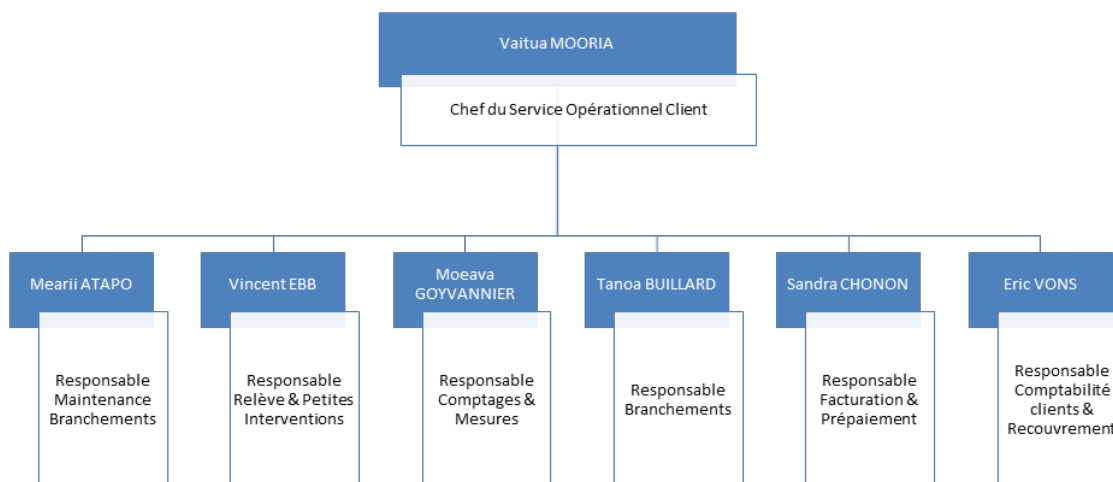
- La cellule Dispatching
- La cellule Télécommunication et Contrôles Electriques (TCE)

Ce service, rattaché à la Direction Technique, compte un effectif total de 16 employés.

Ses missions :

- La Gestion du placement de l'énergie → Rôle de Dispatcheur
 - Placer **en priorité les énergies renouvelables**
 - Placer **l'hydroélectricité** en fonction de la demande de l'exploitant hydroélectrique, de la charge disponible et des prévisions solaires
 - Surveiller la **puissance solaire des installations PV** et suivre les variations
 - Orchestrer le placement des groupes thermiques qui **pilotent** le réseau (Fréquence – Tension art 8 de la concession) en fonction des priorités de placement demandées par l'exploitant thermique, de la réserve tournante hydroélectrique et des contraintes de minimum thermique.
 - Conduire le générateur virtuel Putu Uira
 - Veiller à maintenir une Réserve Tournante Globale conforme à l'arrêté 62 CM du 22 janvier 2021
 - L'ensemble des opérations étant réalisées sous le contrôle du RE (TEP)
- La maintenance, le dépannage et le contrôle de tous les éléments communiquant et télécommandable des postes de distribution et du réseau → Rôle du TCE
 - Maintenance et contrôle du bon fonctionnement des protections électriques des cellules des 6 postes Tahiti Nord et 3 postes Tahiti Sud
 - Recherche des défauts de câble souterrain
 - Le maintien, le paramétrage et le dépannage de la supervision mistral
 - La maintenance et le suivi du bon fonctionnement des PAOMT, 141 dans le Nord et 39 dans le Sud. (PAOMT : Poste Asservi Organe de Manœuvre Télécommandable, pour améliorer la qualité de service : temps de coupure sur défaut réseau...)
 - Maintenance et dépannage du Générateur Virtuel de Putu Uira
 - Dépannage des DEIE (DISPOSITIF D'ECHANGE D'INFORMATIONS D'EXPLOITATION) pour le contrôle de la production solaire

Service Support Opérationnel Client (52 agents)



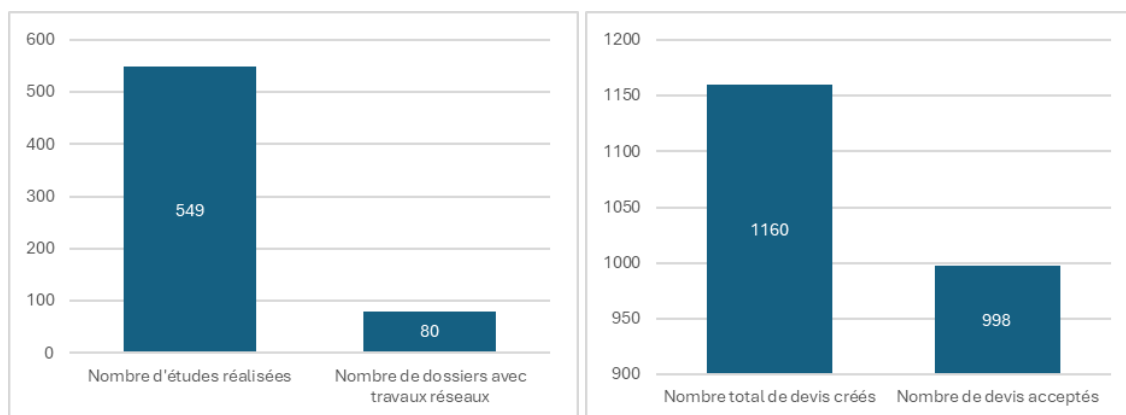
Le service est composé de six (6) cellules :

- Maintenance Branchements
- Relève et Petites Interventions
- Comptages & Mesures
- Branchements neufs
- Facturation & Prépaiement
- Comptabilité clients & Recouvrement

Ses principales missions :

- Assurer la relève aux compteurs des index de consommation d'énergie ainsi que les interventions liées aux contrats d'abonnement (changement de puissance, coupure après résiliation, mise sous tension, coupures pour impayés ...) ;
- Réaliser les nouveaux branchements sur le réseau de distribution et assurer leur maintenance ;
- Assurer le contrôle, la maintenance et la veille technologique des compteurs ;
- Assurer la gestion des facturations des contrats pour l'ensemble des concessions du groupe EDT ;
- Gérer la comptabilisation exhaustive des produits énergie et travaux, le suivi général des impayés et leur recouvrement.

Activité Branchements :

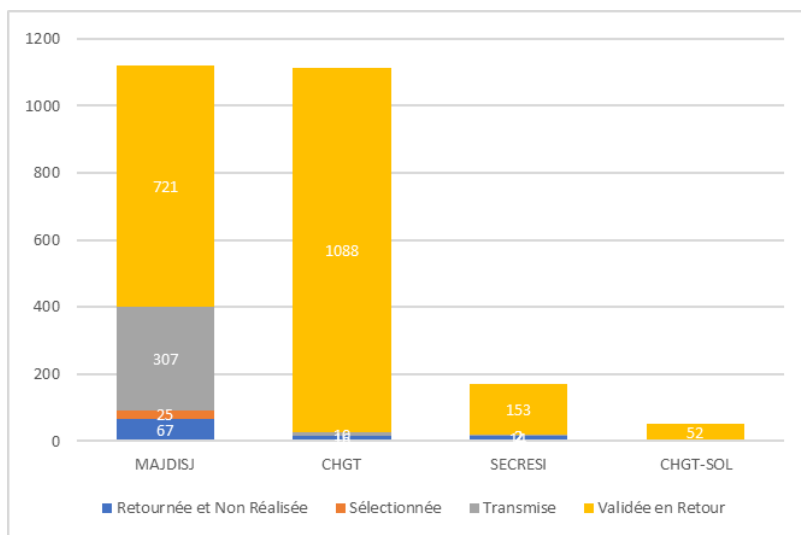


L'année 2023 comptabilise 549 études de terrain dont 80 impliquaient une extension/modification des réseaux de distribution. La baisse par rapport à 2022 (729) s'explique par la révision des forfaits de raccordement solaire et l'arrêt des passages sur site pour l'établissement des devis (les compteurs en exploitation étant à flux bidirectionnels, aucune adaptation pour la pose d'un second compteur en injection n'est désormais nécessaire).

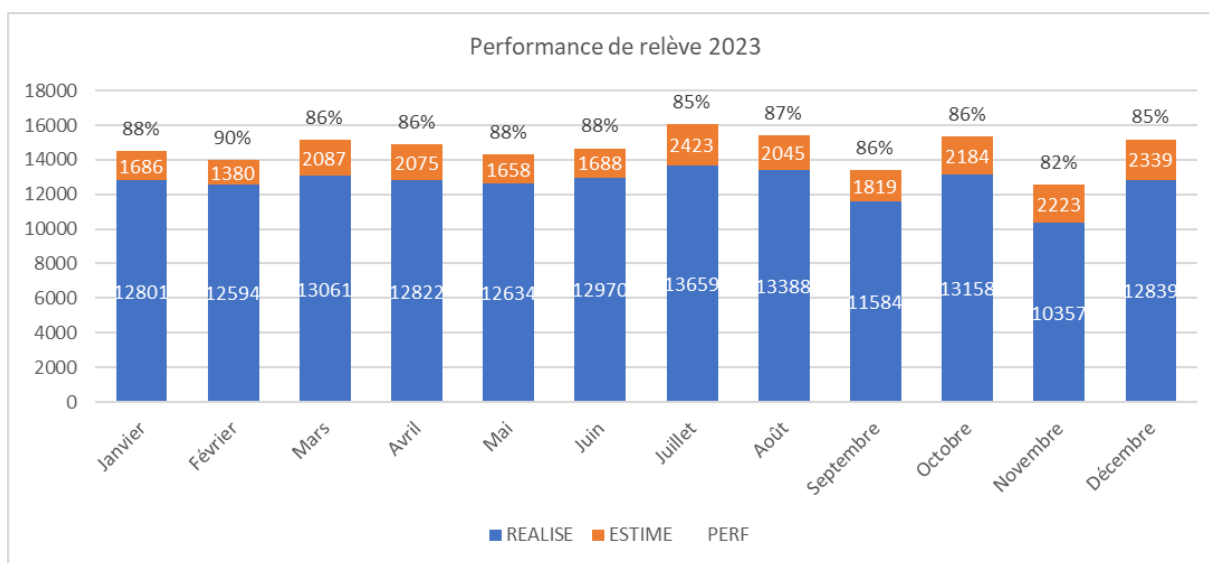
Le taux d'acceptation des devis est de 86 % avec 1 160 devis établis à fin décembre et 998 devis acceptés.

Activité Maintenance Branchements :

L'activité de maintenance comptabilise 2 457 interventions (toutes maintenances confondues).



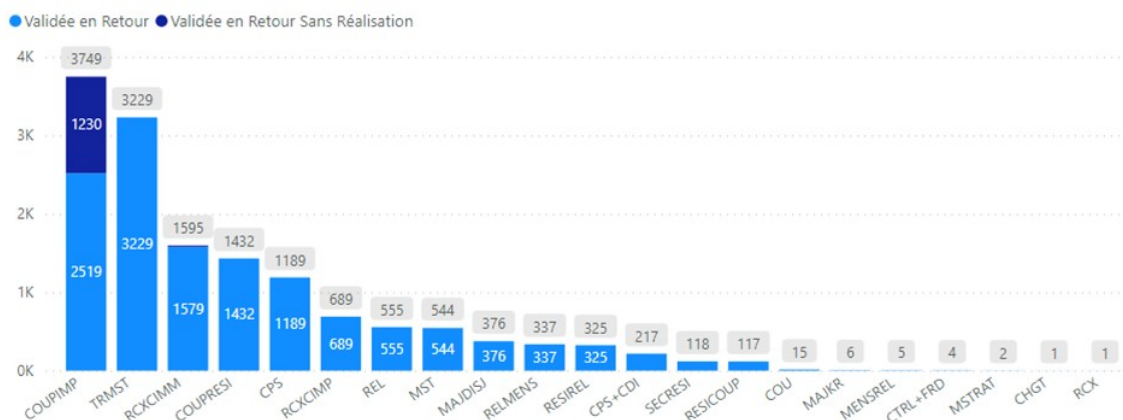
Activité Relève et Petites Interventions :



La performance de relève s'élève à 87% en moyenne sur l'année 2023. Les difficultés de relève rencontrées sont essentiellement liées à l'inaccessibilité des compteurs.

Un suivi mensuel sur la situation des compteurs inaccessibles a été initiée. Un objectif de visite annuelle a été établi pour limiter d'une part le volume de facturation estimée sur une période consécutive trop importante et d'autre part pour s'assurer du bon état des ouvrages. Cette démarche vise à être pérennisée dans le temps.

Nb FI PAR CODE PB



L'activité comptabilise 14 506 interventions aux compteurs sur l'année (changement de puissance, coupure après résiliation, mise sous tension, coupures pour impayés ...).

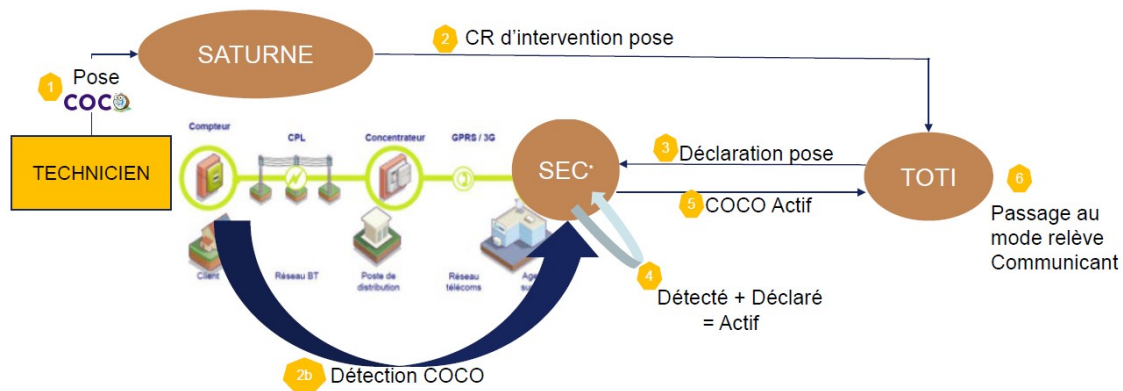
Activité Comptages & Mesures

Le parc des compteurs actuellement en télérelève s'élève à 2 970 compteurs résidentiels ≤ 39 kVA (parc en constante diminution dû à l'obsolescence des compteurs fonctionnant avec la technologie CPL-G1 qui ne sont plus fournis) et 828 compteurs de type ZMD (clients BT et MT).

Un pilote avec la solution de télérelève Advance de Landis pour le parc de compteurs de type ZMD (PDL avec puissance souscrite $> 39,6$ kVA) a été lancée en 2022 afin de répondre à l'obsolescence des solutions actuellement en exploitation. Le pilote a été plutôt concluant avec des résultats de télérelève et de récupération des courbes de charge satisfaisantes.

Le déploiement de cette nouvelle solution initialement prévu début 2023 a été repoussé à 2024 avec pour cible une migration complète du parc des compteurs pour fin 2024.

Par ailleurs, les développements informatiques du projet de compteurs résidentiels de nouvelle génération (projet Coco) ont été lancés. Basé sur la technologie de communication CPL-G3, il permettra la télérelève de l'ensemble des points de livraison équipés du nouveau compteur et associés à un concentrateur. Il permettra également la réalisation d'opérations à distance de type contractuelles (coupure suite à une résiliation, mise en service suite à un transfert de contrat etc...).



Activité Facturation & Prépaiement :

La cellule a pour principale mission la gestion des facturations des contrats pour l'ensemble des concessions de Tahiti et des îles.

La cellule gère également l'ensemble des contrats de prépaiement via l'outil Suprima, intervient en support des utilisateurs internes et externes pour la vente des tickets et contribue ponctuellement à des projets de déploiement de la solution de prépaiement en lien avec les services techniques et informatiques dans les îles hors concessions.

Activité Comptabilité Clients & Recouvrement :

La cellule a pour missions la comptabilisation exhaustive des produits énergie et travaux, le suivi général des impayés et leur recouvrement pour l'ensemble des concessions de Tahiti et des îles.

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

1.3.1.1. Historique

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.

Avenants :

- n°1 du 06 décembre 1966 : Modifie les articles 5 et 11.
- n°2 du 13 septembre 1972 : Modifie l'article 1er.
- n°3 du 15 juillet 1976 : Modifie l'article 1er.
- n° « 3 bis » du 17 février 1983 : Modification unilatérale (par délibération) des articles 11, 15 et 16.
- n°4 du 22 mai 1987 : Modifie l'article 11, et reprend les modifications des articles 15 et 16 faites par l'avenant n°3 bis.
- n°5 du 05 mai 1988 : Modifie l'article 11.
- n°6 du 11 janvier 1989 : Modifie les articles 11 et 14.
- n°7 du 12 décembre 1990 : Refonte quasi-totale du Cahier des Charges, en prévoyant notamment l'association des communes concédantes et une prorogation à 2020.
- n°8 du 17 janvier 1992 : Modifie l'article 11.
- n°9 du 31 mai 1994 : Modifie l'article 11.
- n°10 du 09 septembre 1997 : Modifie l'article 11.
- n°11 du 06 décembre 1999 : Modifie les articles 2, 5, 8, 11 et 21 (prorogation à 2030).
- n°12 du 05 juin 2001 : Modifie l'article 11.
- n°13 du 15 février 2005 : Modifie l'article 11.
- n°14 du 30 juin 2008 : Modifie l'article 11
- n°15 du 06 février 2009 : Modifie l'article 11 (nouvelles tranches).
- n°16 du 16 mars 2012 : Modifie les articles 7, 11 et 13
- Jugement du Tribunal Administratif du 3 juillet 2013 : modifie l'article 11
- n°16 B du 31 septembre 2013 : Modifie l'article 11
- n°16 C du 23 février 2015 : Modifie les articles 11 et 18
- n°17 du 29 décembre 2015 : Modifie l'article 5 de la convention de concession et les articles 11, 22, 23, 24, 27 et 28 du cahier des charges, et crée un article 12 bis
- n°17 B du 26.02.2016 : Etablit une grille tarifaire temporaire, dans l'attente de l'application de la formule prévue à l'avenant 17
- n°18 du 11.02.2019 : Etablit une nouvelle grille tarifaire temporaire, reconnaît le manque à gagner du concessionnaire au titre de la hausse des coûts des hydrocarbures et du transport non répercutés dans les prix entre le 1er mars 2016 et le 31 décembre 2018, et annonce un avenant 19.
- n°18b du 20.07.2020 : impact les comptes 2019 sur 3 points :
 - o Reconnaît de façon définitive le manque à gagner du concessionnaire au titre de la hausse des coûts des hydrocarbures et du transport non répercutés dans les prix, et en fixe les modalités de règlement.
 - o Traite du devenir des provisions pour renouvellement du réseau de distribution de Tahiti Nord
 - o Valide la méthode lissée des « charges calculées économiques » telle qu'appliquée dans les comptes de délégation depuis 2017.
- n°19 du 29.12.2021 : simple mise à jour de la grille tarifaire, pour tenir compte notamment du nouveau mécanisme de solidarité tarifaire inter-îles.

1.3.1.2 Le cas de l'extension aux îles

Par conventions n° 90-1178 du 14 décembre 1990, et n° 99-3858 du 6 décembre 1999, la Polynésie française a demandé à EDT d'élargir son champ d'intervention géographique à l'ensemble de la Polynésie française, par étapes successives. Cette prise en concession des services publics de l'électricité des îles a été encadrée par les services de l'Etat (Haut-commissariat de la République), et s'est accompagnée d'un mécanisme de péréquation des prix, qui a permis aux usagers des systèmes électriques concernés, de bénéficier d'une qualité de service digne des pays les plus avancés, pour un tarif unique aligné sur celui de l'agglomération de Papeete (concession de « Tahiti Nord »).

Courant 2021, un mécanisme de péréquation tarifaire réglementaire a été mis en place, en vue de remplacer à compter du 1^{er} janvier 2022 le système de péréquation « interne » jusque-là limité aux seules concessions d'EDT. Chaque système électrique (concession ou régie municipale) est désormais redevable envers le Pays d'une Contribution de Solidarité sur l'Electricité, assise sur le nombre de kWh facturés. En retour, ces systèmes reçoivent une compensation de solidarité adaptée à leurs niveaux de charges. Toutefois, dans la poursuite des accords contractuels ci-dessus, toujours en vigueur, l'ensemble du périmètre sous concession EDT reste soumis à une grille tarifaire unique et à un Revenu Autorisé global.

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)** Accord de puissance garantie (EDT – MARAMA NUI)
- d)** Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque (producteurs multiples)
- e)** Contrat de versement de la redevance de transport d'énergie (EDT - T.E.P.)
- 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)** Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et Electra.
- j)** Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- k)** 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

- Aspects commerciaux
 - 2.1 Mode de détermination des tarifs
 - 2.2 Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2023
 - 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
 - 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

2.1 - Mode de détermination des tarifs

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

La dernière actualisation des tarifs appliqués sur l'exercice 2023 a eu lieu le 1^{er} octobre 2022, et a été appliquée 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.

2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2023

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er janvier au 31 décembre 2023
			Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	11,90
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	31,10
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 150 kWh/mois	22,00
BT Usage domestique 2nde tranche	P3	de 150 à 240 kWh/mois	23,30
BT Usage domestique 3ème tranche	P4	de 240 à 360 kWh/mois	40,64
BT Usage domestique 4ème tranche	P5	au -dessus de 360 kWh/mois	42,46
BT Eclairage public	P6		33,95
BT Usages professionnels et autres usages 1ère tranche	P7	de 0 à 500 kWh/mois	36,20
BT Usages professionnels et autres usages 2ème tranche	P8	de 500 à 1 000 kWh/mois	37,00
BT Usages professionnels et autres usages 3ème tranche	P9	au -dessus de 1000 kWh/mois	39,49
MT Tarif jour 1ère tranche	P10	de 0 à 18 000 kWh/mois	24,63
MT Tarif jour 2ème tranche	P11	au -dessus de 18 000 kWh/mois	26,10
MT Tarif nuit 1ère tranche	P12	de 0 à 18 000 kWh/mois	21,67
MT Tarif nuit 2ème tranche	P13	au -dessus de 18 000 kWh/mois	23,15
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite	P14		13,30
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P15		20,90
Prépaiement supérieur à 3,3 kVA de puissance souscrite	P16		29,80

Redevance	Prix unitaire XPF
Transport TEP	2,75 / kWh

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er janvier au 31 décembre 2023
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

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
- Contribution pour la Solidarité (CPS) appliquée jusqu'au 30/09/2023	1%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er janvier au 31 décembre 2023
	P=39,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = $25 \times P \times \text{kVA}$ de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = $25 \times P \times \text{kVA}$ de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = $50 \times P \times \text{kVA}$ de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = $100 \times P \times \text{kVA}$ 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 31/12/2023 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P0	38 163 514	453 015 438	768 554	201 954 478	64 469
BT Usage social 2ème tranche	P1	6 515 426	202 663 558			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P2	49 522 305	1 047 943 178	2 371 550	1 039 558 969	198 314
BT Usage domestiques 2ème tranche	P3	20 609 631	483 465 025			
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	15 782 562	641 409 369			
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	16 017 468	680 102 044			
BT Eclairage public	P4	3 662 073	124 327 516	60 476	24 190 448	5 008
BT Usage professionnel 1ère tranche	P5	24 622 768	891 282 097	1 366 589	546 635 449	114 370
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	13 369 043	494 656 804			
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	38 436 132	1 517 843 011			
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	57 943 726	1 427 143 232			
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	60 730 212	1 585 058 723	587 114	981 648 269	49 397
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	40 050 286	867 730 207			
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	29 579 582	684 767 335	229 887	311 496 433	
Prépaiement		80 533	1 724 172	1 293		123
Total		415 085 261	11 103 131 708	5 385 462	3 105 484 046	431 681

EP - G1 3 512 636
CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL 14 212 128 390
 Prix moyen 34,24

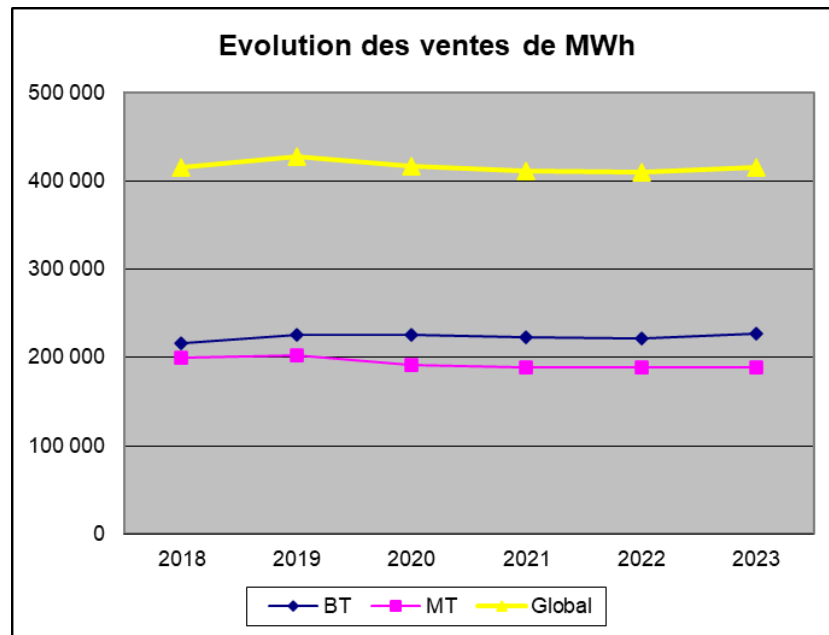
* Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	26 297 270 XPF
- Frais de relance :	<u>28 613 388 XPF</u>
- Total	54 910 658 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité augmentent de +1,3% (soit près de +5,3 GWh) entre 2022 et 2023 sur la concession Tahiti Nord et s'établissent à un volume global de 415,0 GWh en 2023. Cette hausse correspond principalement à une croissance importante des consommations en basse tension.

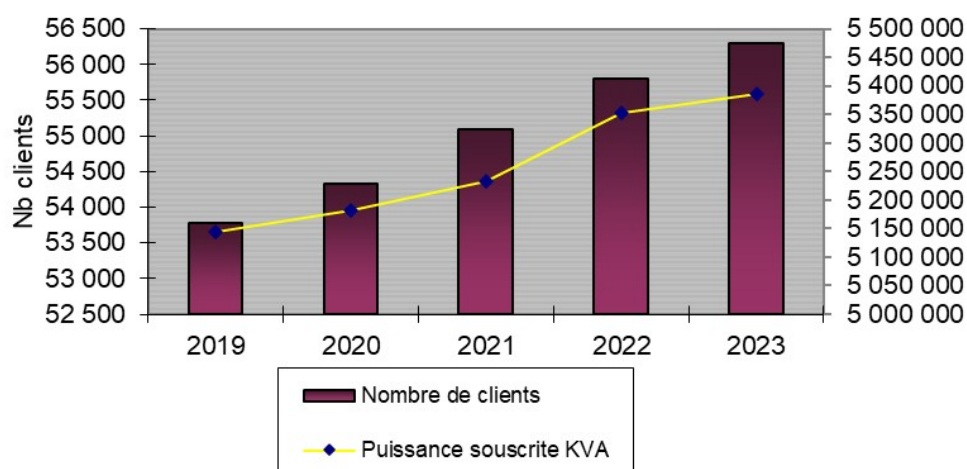
La consommation globale des clients domestiques (tarifs "petits consommateurs" et "classique" basse tension usages domestiques), qui représente 65,0% des volumes basse tension, a connu une augmentation de +1,8% (+2,5 GWh). La tendance du nombre de nouvelles installations raccordées par les particuliers se poursuit à la hausse entre 2022 et 2023.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 33,7% des ventes basse tension, ont augmenté de +3,9% (+2,9 GWh) et enregistrent près de 85 nouveaux contrats contre 90 nouveaux contrats en 2022.

Les ventes en tarif Éclairage Public, qui représentent 1,6% des ventes en basse tension, poursuivent leur tendance baissière (en raison du passage en LED sur plusieurs communes de Tahiti Nord) et diminuent de -4,1% (-0,15 GWh) pour s'établir à environ 3,7 GWh vendus en 2023.

Les ventes en moyenne tension augmentent légèrement de +0,1% en 2023 (+0,1 GWh) et s'expliquent par la hausse des consommations des clients du secteur des services et de la distribution, qui viennent compenser la baisse des consommations du CHPF depuis la mise en place du SWAC en juillet 2022.

Nombre de clients et puissance souscrite



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

Contrats souscrits aux tarifs basse tension	55 756
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	544
	56 300

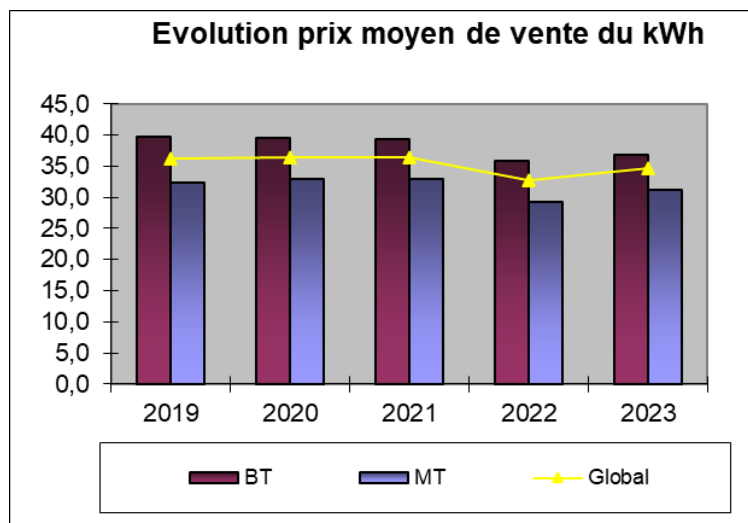
variation / 2022 (*nombre de contrats*)

+0,9% (+ 494 contrats)
+1,5% (+ 8 contrats)
+0,9% (+ 502 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- La hausse de 1,6% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 306 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 0,4% du nombre de clients en tarif « classique », avec 112 nouveaux contrats par rapport à 2022. Les clients en tarif « classique » représentent aujourd'hui 50,6% du nombre total d'abonnés.
- La hausse de 1,3% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui représentent 11,5% du nombre total d'abonnés, avec 85 contrats supplémentaires par rapport à 2022.
- La hausse du nombre de clients moyenne tension de +1,5% en 2023 (+8 contrats), qui représentent 1% du nombre total d'abonnés.

La puissance souscrite facturée s'élève à 5 385 462 kVA, soit une hausse de 0,6% par rapport à 2022.



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

Tarifs basse tension

36,8 Fcp

variation / 2022

+ 2,8%

Tarifs moyenne tension

31,1 Fcp

+ 6,2%

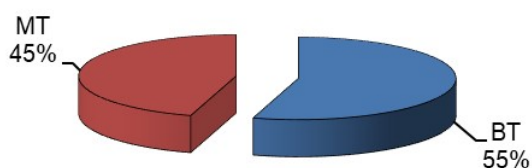
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh

34,2 Fcp

+ 4,3%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de +4,3% et s'établit à 34,2 Fcp/kWh, en raison de l'augmentation tarifaire ayant eu lieu au 1^{er} octobre 2022 pour prise en compte partielle de l'augmentation des prix des hydrocarbures.

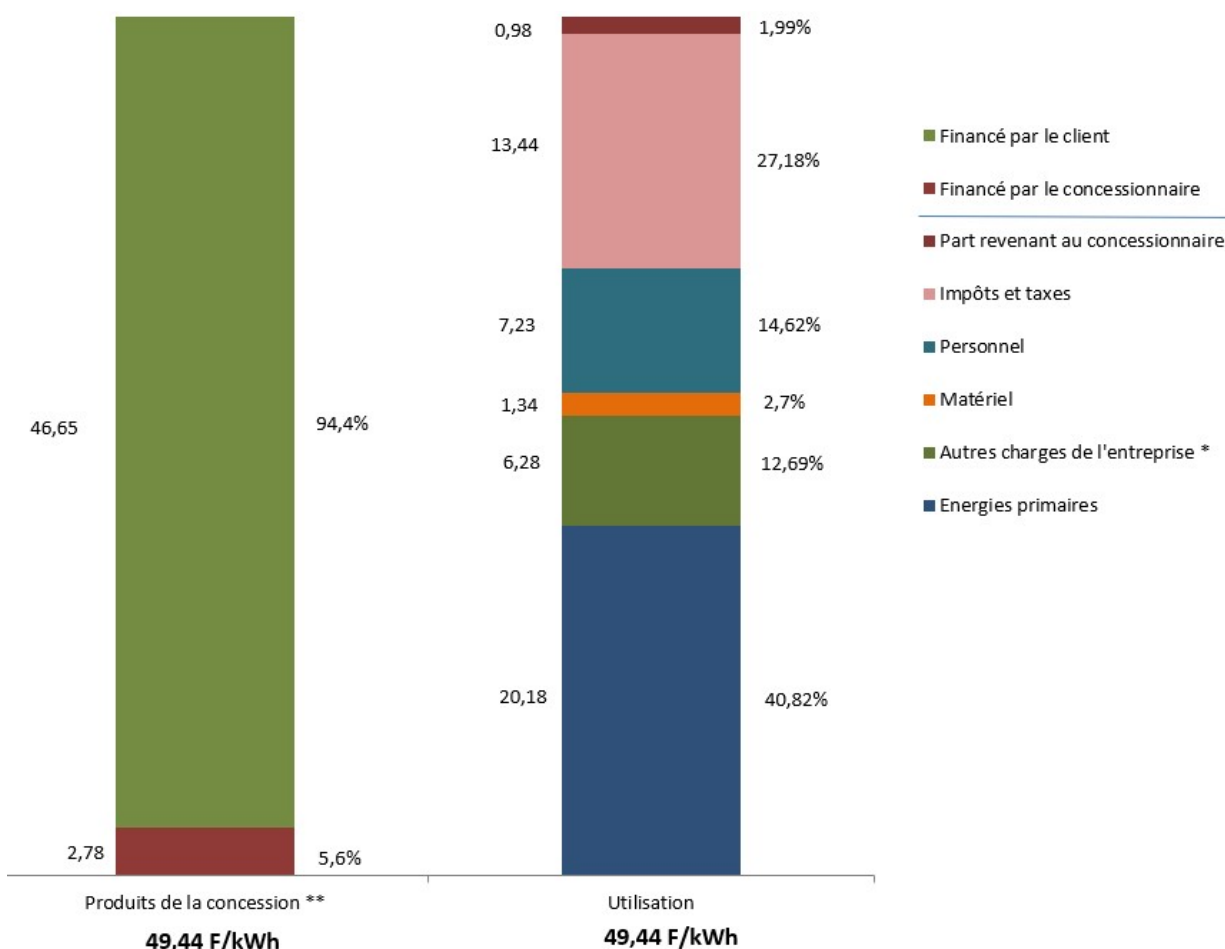
Répartition des ventes BT / MT



La répartition entre les ventes en basse tension et en moyenne tension reste stable, 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

2023 (en F/KWh et en pourcentage) hors activité annexes



*Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend la redevance transport (TEP : 2,75 F/kWh), les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main œuvre, etc.

**Dont 46,65 F/KWh (94,4%) 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 49,44 F.

- Le poste impôts et taxes de 12,28 F/kWh représente 24,8% 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.
 - la Contribution pour la solidarité (CPS)
 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 hydroélectricité et solaire,
 - le coûts des huiles.

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

- Les recettes clients de 46,65 F/kWh qui financent 94,4% des dépenses de la concession
 - Le concessionnaire pour 2,72 F/kWh pour la différence soit 5,6% des dépenses de la concession.
- Cette somme est une avance de trésorerie faite par le concessionnaire pour payer la part non répercutée du prix du gasoil dans les tarifs.

<u>Détail des produits de la concession:</u>	en F/kWh	en %	
La part financée par le client comprend:			
- Les ventes d'énergie	34,24	69,3%	
- Les produits accessoires	0,13	0,3%	
- Les taxes communales, TVA, CPS	5,98	12,1%	
- La Contribution de Solidarité sur l'Electricité	6,30	12,7%	
	<u>46,65</u>	<u>94,4%</u>	
La part financée par le concessionnaire:			
- Avance du concessionnaire	2,78	5,6%	
	<u>2,78</u>	<u>5,6%</u>	
Total Produits	49,44	F/kWh	100,00%

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2023, 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 31/12/23, était de 3,9 Milliards Fcp, ce qui représente 25% du chiffre d'affaires 2023, soit un délai de créances clients de 91 jours.

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 4 359 clients sont ainsi relancés chaque mois (contre 5 501 clients en 2022, soit une diminution de 1 142 clients), ce qui représente environ 7,7% du nombre total de contrats. Cette diminution est principalement due à l'interruption des relances et des coupures pour impayés survenue au cours des cinq premiers mois de l'année, suite à l'implémentation de notre nouvelle solution progicielle de comptabilité financière (SAP).

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 209 clients par mois (le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 168 clients en moyenne par mois en 2022, soit une augmentation de 25%), ce qui 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 2023, près de 2,6 Millions Fcp (11,0 Millions Fcp en 2022) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tahiti Nord, soit 0,02% du chiffre d'affaires réalisé sur 2023.

2.8 - Services offerts à la clientèle

Les faits marquants 2023

Février :

- EDT partenaire avec la CCISM du label « Electricien Qualifié » : 12 électriciens ont décroché ce label permettant de garantir un service de qualité aux clients.

Août :

- Lancement de la e-facture permettant aux clients, ayant une adresse électronique associée à leur contrat d'énergie, de recevoir directement dans leur boîte mail leur facture au format PDF sans avoir besoin de se connecter au site internet.

Novembre :

- Black-out sur Tahiti à la suite d'un incident survenu sur le réseau de transport de l'électricité.

Décembre :

- Fin de concession pour les îles Marquises pour EDT.

Organisation du Service Clientèle

TAHITI NORD

Le réseau d'agences de Tahiti composé de 6 agences situées à Puurai, Plaza Carrefour Faa'a, Vaima, Arue, Papara et l'agence mobile – le bus Te Hono en partenariat avec la CPS, est rattaché au réseau EDT-EDP lequel comprend plus de 19 points d'accueil clientèle permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.

Rôles et Missions

- L'accueil et la satisfaction des clients particuliers en suivant et en répondant à leurs demandes d'informations de travaux, de souscription, de modification ou de résiliation de contrat d'abonnement, de réclamation (facturation, abonnement qualité de fourniture, travaux...), la gestion des comptes de clients encaissement, remboursement, redressement... ;
- Mise en œuvre des moyens nécessaires dans la satisfaction de la demande du Client, via les différents canaux proposés par EDT : agences, guichets, mails et téléphone.

Au travers de son rattachement à EDT, la concession du Nord bénéficie directement des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
 - Cellule Grands Comptes
 - Cellule Gestion des producteurs indépendants
 - Comptabilité clients et recouvrement
 - Facturation
 - Réclamation
- D'outils performants
 - Un centre d'appel téléphonique avec un service d'astreinte téléphonique dépannage disponible 24/24h,
 - Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux.

Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc. ; avec notamment son système informatique de gestion de la clientèle, HOANI, une solution de gestion des services clients, basée sur la solution Salesforce, leader mondial sur ce marché, lequel permet d'optimiser la relation client.

Les services offerts à la clientèle de Tahiti

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services EDT.

Les clients EDT ont la possibilité de régler leur facture selon plusieurs choix de service :

- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.

Mesures de la satisfaction clients

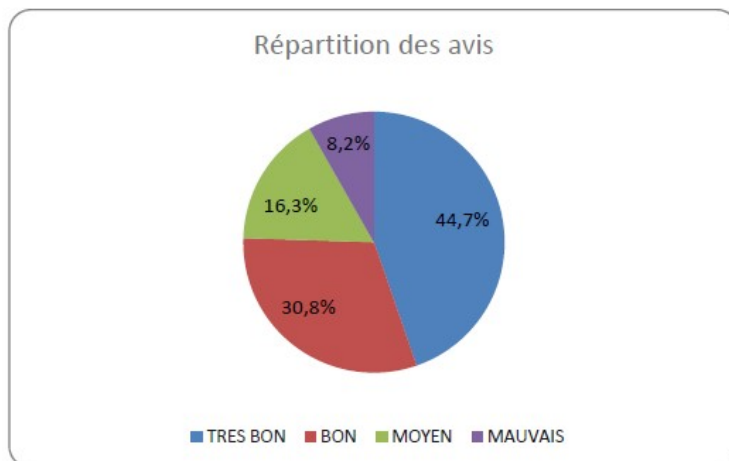
Pour 2023, une campagne client mystère en agence indique un service client en progression avec un sentiment global des enquêteurs d'être bien accueilli et bien renseigné.

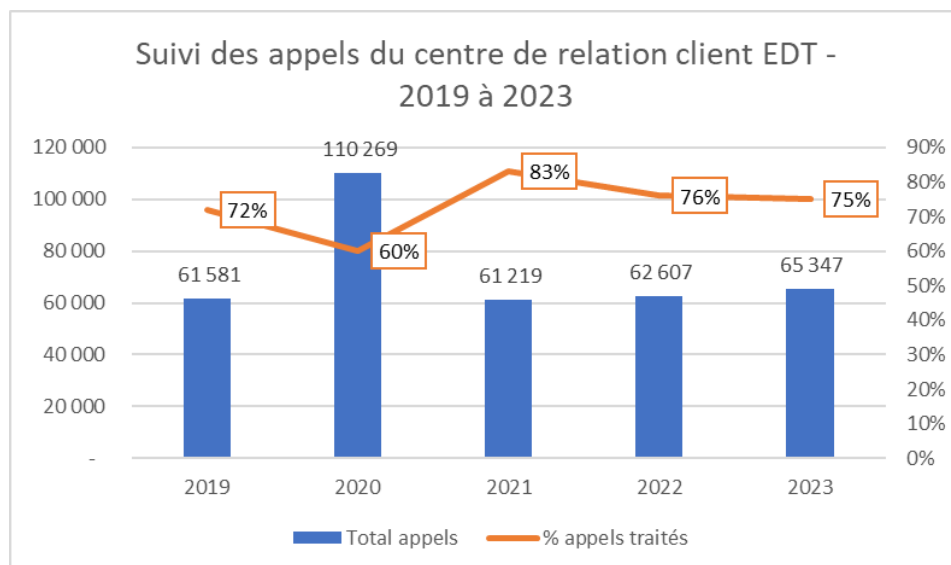
Les explications sont claires et professionnelles. L'agence est également notée sur les aspects : propreté, décoration, rangement...

Le nombre d'appels clients est en augmentation de + 4% positionnant le Centre de Relation Client comme un acteur majeur de la relation client.

Répartition générale des avis

TRES BON	BON	MOYEN	MAUVAIS
44,7%	30,8%	16,3%	8,2%
305	210	111	56





L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients :

Ce service rapide, simple et pratique permet au client de disposer des informations importantes liées à son contrat d'énergie.

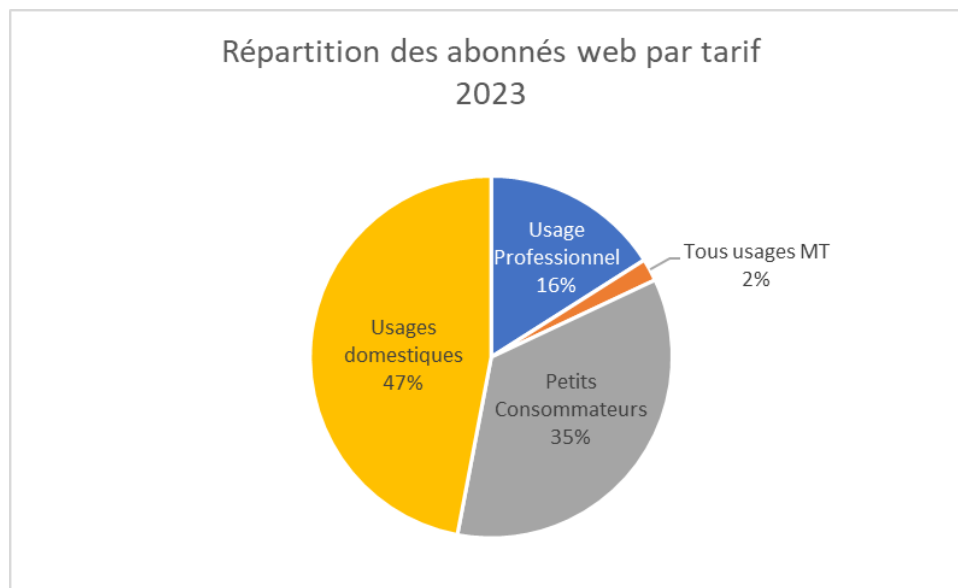
A fin 2023, nous enregistrons + 10 000 nouveaux abonnés portant ainsi le nombre total d'abonnés à + 128 000 inscrits aux différents services SMS et + 2.9 millions de SMS envoyés, depuis la mise en place du service en 2010.

Nb contrats actifs avec service SMS en 2023

Service SMS	TAHITI	ILES	TSE	Total général
Auto-relève	9 952	986	2 301	13 239
Avis annulation coupure tvx	10 738	696	2 295	13 729
Avis confirmation coupure tvx	10 738	696	2 295	13 729
Avis coupure tvx	10 761	696	2 301	13 758
Avis passage releveur	8 743	694	1 858	11 295
Mnt fact mensuelle	9 086	914	2 124	12 124
Relance	9 101	898	2 060	12 059

Répartition des abonnés edt.pf par concession

Concession	Nb accès WEB	%age connectés
Tahiti Nord	35 320	62,7%



L'année 2023 a conforté l'importance des services clients avec des taux d'adhésion importants :

- 55% des clients ont un accès web au site edt.pf
- 78% des clients ont au moins un service SMS qui leur permet d'avoir les infos suivantes :
 - Montant facture, Passage du releveur, Coupures pour travaux, Impayés

Le dernier service créé en 2023 : la e-facture permet au client de recevoir directement sa facture dans sa boîte mail et lui évite un déplacement à sa boîte aux lettres ainsi qu'un archivage de ces dernières.

On arrive à un taux de souscription de 42% des contrats à ce nouveau service, ce taux augmentera sensiblement dans le futur grâce à des campagnes de placement marketing.

Dans la concession Tahiti Nord, 26 937 contrats sont concernés par ce passage en E-facture ce qui représente 47,8% des contrats actifs de la concession.

Concession	Nb efacture	%age
Tahiti Nord	26 937	47,8%

Les indicateurs des réseaux sociaux montrent également une bonne progression de nos différentes communautés qui sont sensibles aux lignes éditoriales proposées.



Facebook +9%



Instagram +3%



LinkedIn +23%

Le site client continue de progresser avec succès en offrant une gamme de fonctionnalités appréciées par ses utilisateurs, parmi lesquelles le paiement en ligne et l'auto-relève sont les plus populaires. Il est à noter que les transactions effectuées via l'agence en ligne ont représenté 14% de l'ensemble des paiements en 2023.

edt.pf

+11% création espaces client

+16 % paiements en ligne

+11% auto-relève

Les campagnes commerciales Facebook et Google Ads étaient axées sur les services client suivants : prélèvement automatique, auto-relève, espace client. Les performances Google Ads sont très bonnes avec un bon taux de conversion, il en est de même avec les campagnes lancées sur Facebook Ads.

2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

Les équipes clientèle sont formées pour accompagner le client dans la compréhension et la maîtrise de sa consommation.

L'auto relève pour suivre et payer sa consommation au réel. L'auto-relève est proposée via trois canaux pour suivre via le serveur vocal, via l'agence en ligne « edt.pf », via Messenger EDT avec le chatbot Mareva. Le serveur vocal 444 222, une ligne téléphonique dédiée mise à disposition gracieusement des clients, reste le n°1 des canaux utilisés par nos clients pour ce service

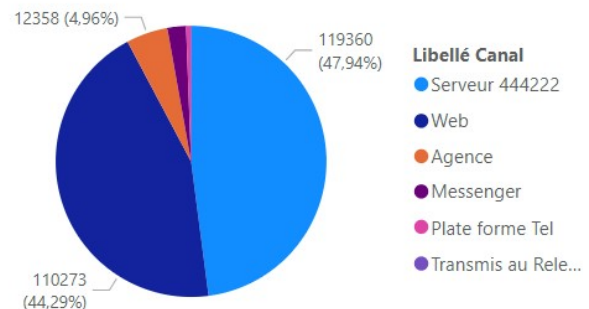
Le bilan d'énergie : pour connaître par lieu de vie sa consommation et identifier les postes sur lesquels le client peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie, connaître son besoin en puissance, connaître le montant de sa prochaine facture.

Pour faciliter l'expérience client, les outils de calcul de la consommation, très demandés par les clients, ont été simplifiés dans leur utilisation :

- le simulateur de facture, pour connaître le montant de sa prochaine facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- le calculateur de consommation pour avoir la consommation moyenne de ses appareils électriques par pièces de vie de son domicile (chambre, salon, cuisine...)



Nb Auto-relèves par Libellé Canal



3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

➤ *Bilan technique*

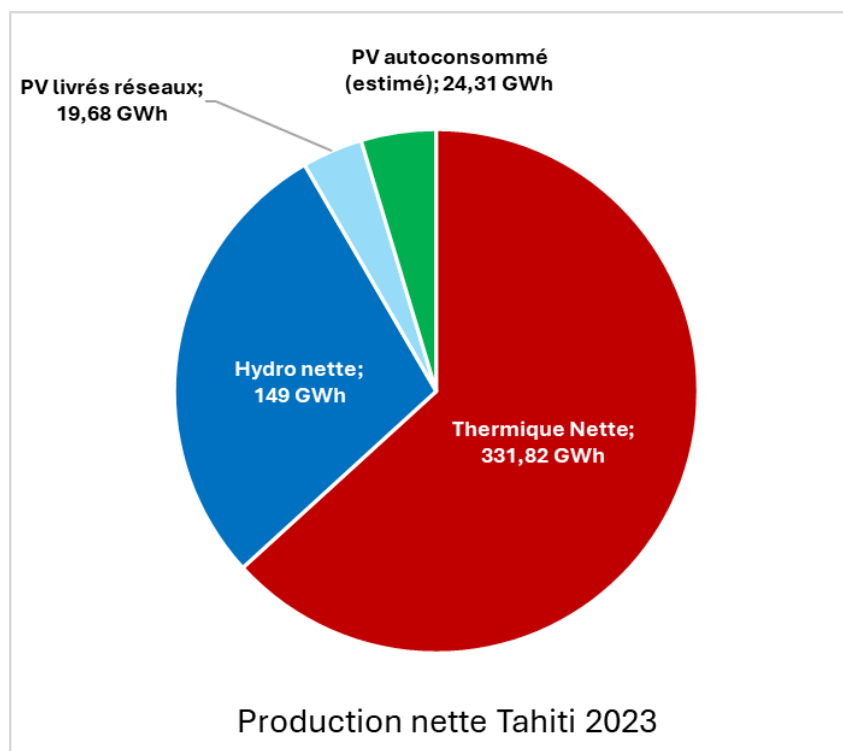
- 3.1 Production
- 3.2 Qualité de la fourniture
- 3.3 Réseau de distribution
- 3.4 Transition énergétique
- 3.5 Gestion de l'équilibre
- 3.6 Délestage clientèle
- 3.7 Achat d'énergie solaire en kWh par tarif
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Travaux significatifs et faits marquants

3.1 - Production

Total Production 2023	Tahiti		
	Production	% sur total	% sur 2022
Thermique Nette	331,82 GWh	66,3%	18,0%
Hydro nette (MN+CHPP+SPEA)	149 GWh	29,8%	-22,7%
PV livrés réseaux	19,68 GWh	3,9%	9,3%
Total production Nette	500,5 GWh	100,0%	1,7%
PV autoconsommé (estimé)	24,31 GWh	4,6%	6,1%
TOTAL avec auto consommation	524,8 GWh		

Ventes (kWh livrés aux clients)	474,68 GWh	1,4%
---------------------------------	------------	------

NB : les données de ventes incluent les ventes réalisées dans la concession du SECOSUD par la filiale TSE.



La production livrée aux réseaux en 2023 a été de 500,5 GWh, en hausse de +8,4 GWh comparé à 2022 et 524,8 GWh en tenant compte de l'autoconsommation.

La part des énergies renouvelables a été de 33,7 % (hors PV auto consommée) principalement grâce à la production d'hydroélectricité (149 GWh en production nette).

3 710 installations solaires étaient raccordées en 2023 dont 3 372 raccordements au nord et 338 raccordements au sud correspondant à une puissance totale de 49,1 MWc.

La production thermique nette a été en 2023 de 331,82 GWh, +50,55 GWh par rapport à 2022

Heures de marches des groupes

Le total d'heures de marche des moyens de production thermique est de 27 570 heures pour la centrale Emile MARTIN de la Punaruu et 2 174 heures pour la centrale de Vairaatoa.

Ce résultat lié à la mise en service de Putu uira est très bon : les heures de marche Punaruu ont baissé de 3 % alors que la production a augmenté de 18 %. On note ainsi une amélioration de la consommation spécifique avec un gain d'environ 2ml/kWh soit une économie de 800m3 de gasoil sur l'année

Punaruu :

Groupes	Hdm 2023	Hdm cumulées
G1P	1 643	160 530
G2P	4 132	166 058
G3P	3 886	167 685
G4P	2 937	135 772
G5P	4 064	98 863
G6P	2 608	96 155
G7P	4 952	66 212
G8P	3 348	67 937

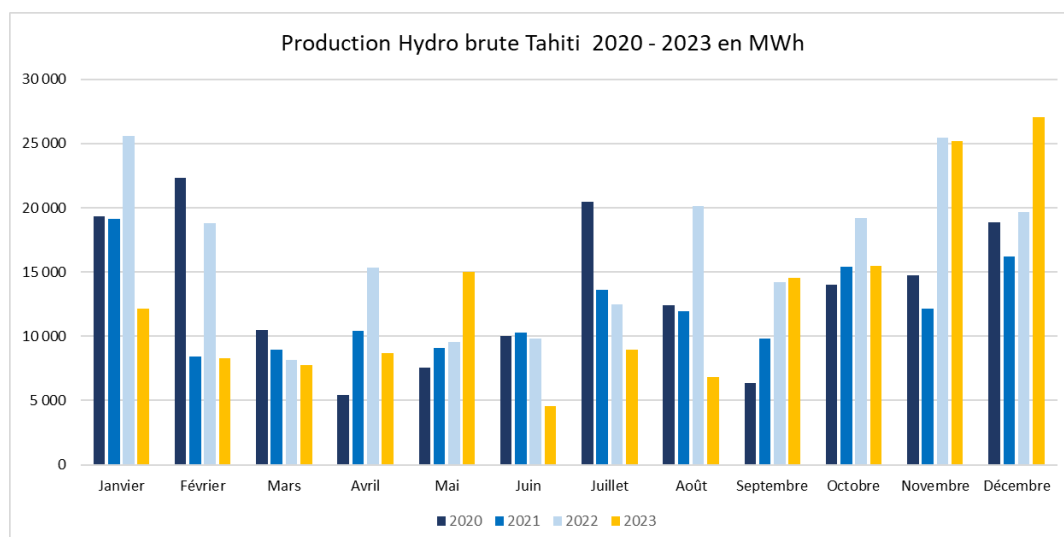
Vairaatoa :

Groupes	Hdm 2023	Hdm cumulées
G2V	626	123 581
G3V	539	140 244
T1V	1009	8 807

Nombre d'arrêts/démarrages des groupes de la Punaruu

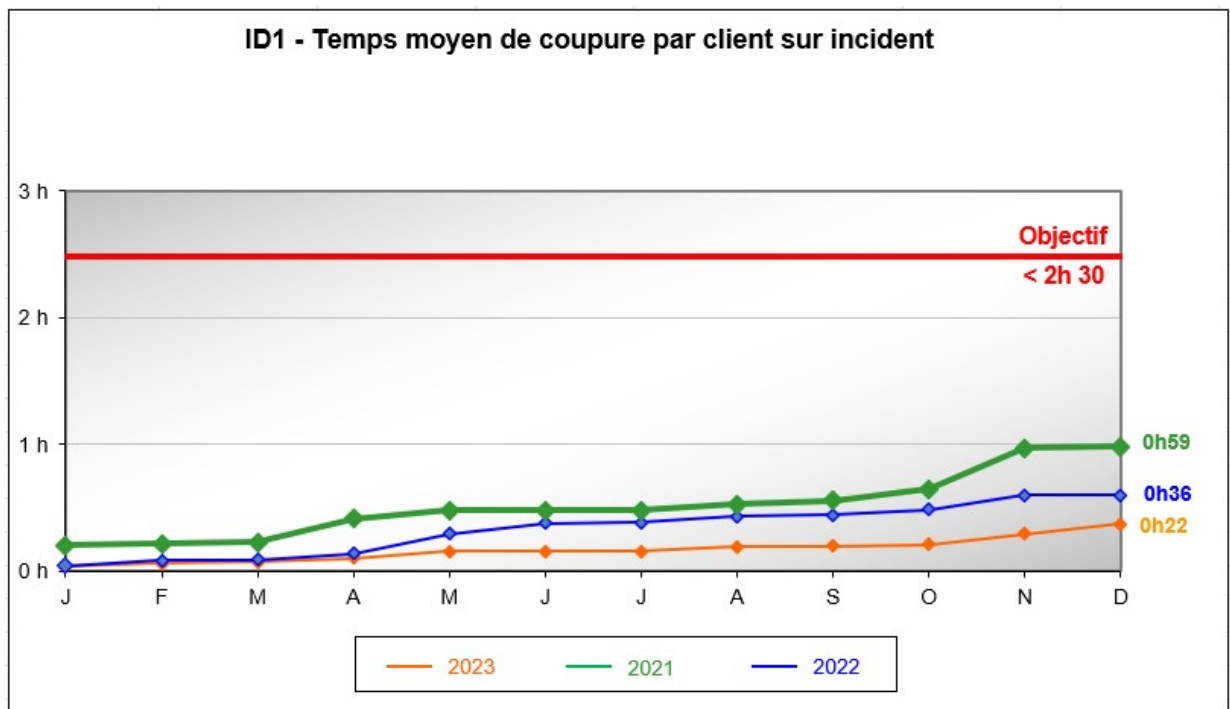
Année	Total
2018	629
2019	542
2020	438
2021	405
2022	388
2023	443

Un programme ambitieux de mobilisation des équipes est en cours afin de stabiliser ce nombre sous la barre des 400 démarrages par an.



3.2 - Qualité de la fourniture

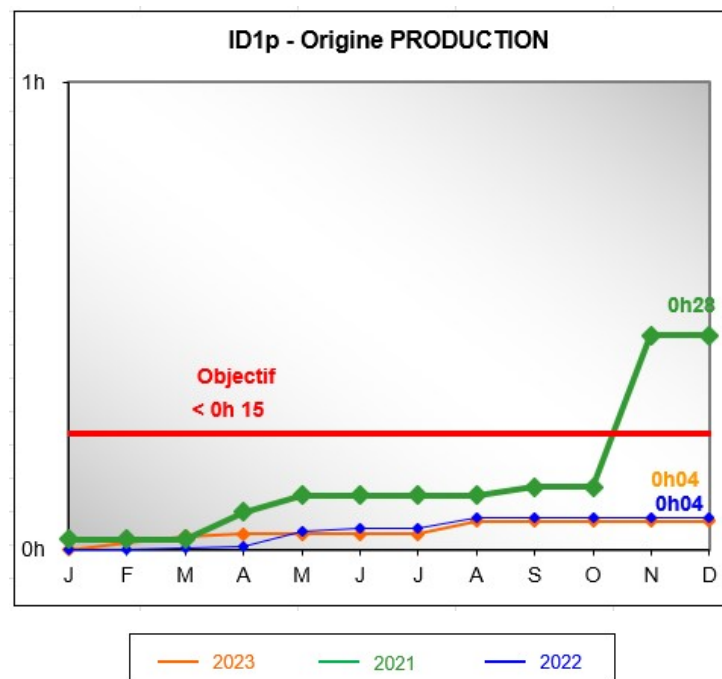
Le Temps Moyen de Coupure (TMC) global sur incidents de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2023, de 22mn.



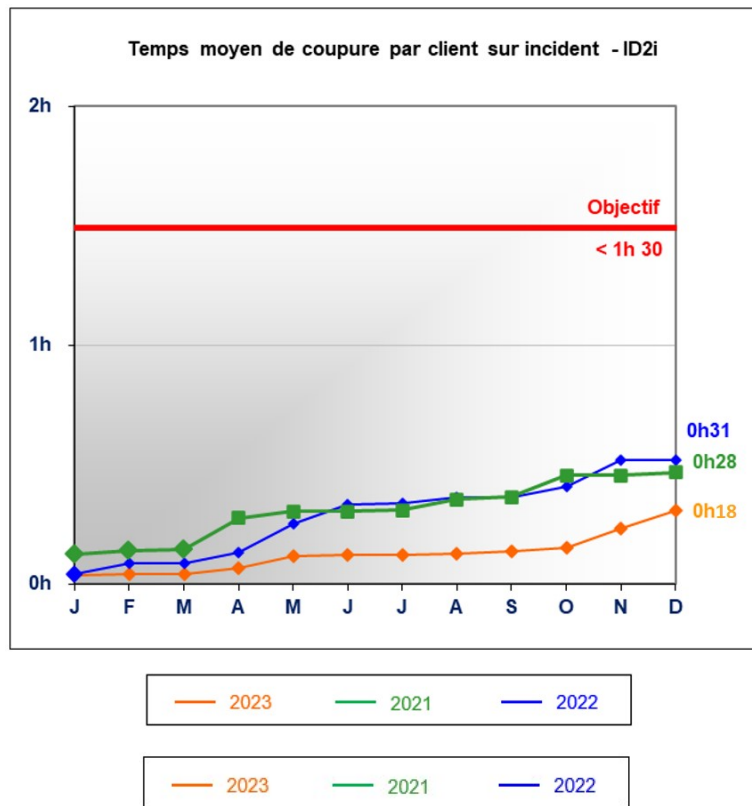
La décomposition de ce temps de coupure par processus donne :

- Production : 4 minutes
- Distribution : 18 minutes

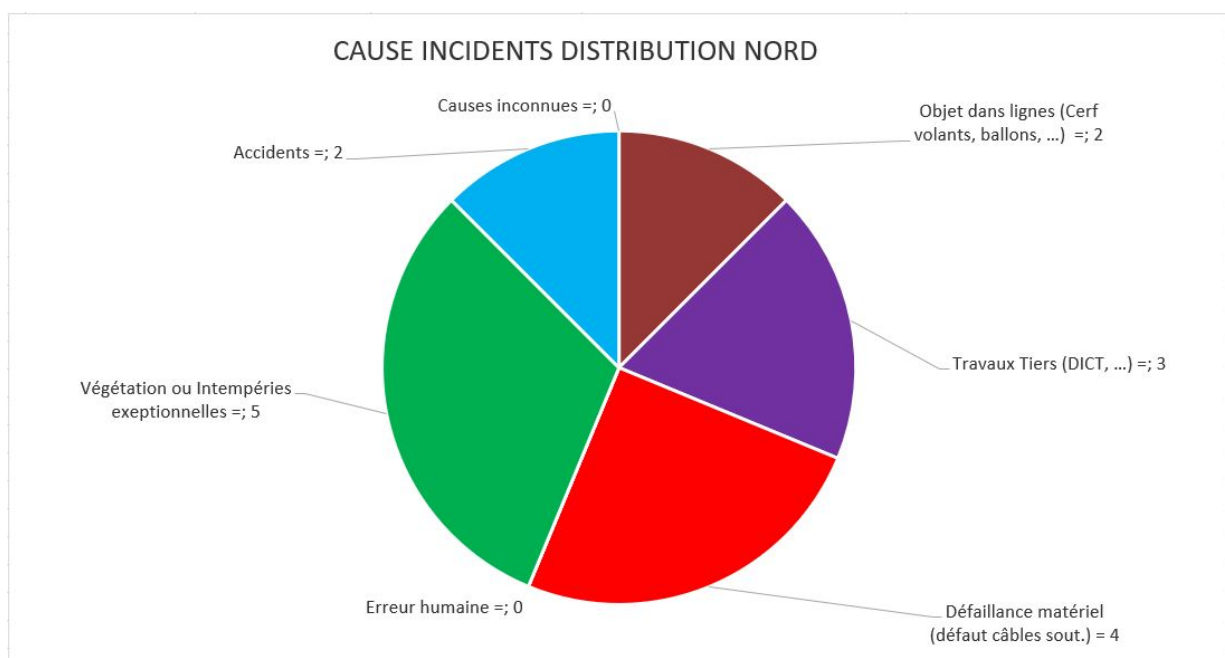
Origine production : 4 minutes



Origine Distribution : 18 minutes



L'année 2023 a été marquée par des incidents sur le réseau de distribution Nord qui ont impacté le Temps Moyen de Coupure d'origine Distribution avec 18 minutes comparé à 31 minutes en 2022. La répartition des incidents de l'année 2023 indique que les principales causes d'incidents sont d'origines : matériels (câbles souterrains vieillissants ou endommagés), travaux de tiers qui ont endommagés les matériels du réseau de distribution et exogènes avec des incidents liés à la végétation (chutes d'arbres sur le réseau aérien).



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

3.3 - Réseau de distribution

- **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, 282 postes DP sur les 300 postes de distribution publiques ont été diagnostiqués soit 93% du parc de Tahiti Nord.

Seuls 25 postes ont été diagnostiqués amiantés. Un traitement spécifique de ces postes a immédiatement été mis en place pour l'exploitation des ouvrages contenu 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.

- **Réhabilitation du génie civil des postes :**

Ces travaux ont consisté en différentes opérations :

- ✓ Réparation des bétons altérés de la sous-face de dalle et voiles,
- ✓ Démolition et reconstruction de la dalle local OPT,
- ✓ Mise en œuvre d'une imprégnation inhibitrice de corrosion en sous-face de dalle,
- ✓ Ravalement des intérieurs,
- ✓ Ravalement de l'extérieur sur l'ensemble des façades, reprise des peintures sur les portes d'accès du poste,
- ✓ Mise en œuvre d'un hydrofuge sur les façades y compris locaux extérieurs,
- ✓ Remplacement de l'étanchéité par une étanchéité bicouche,
- ✓ Application d'une peinture anticorrosion blanche sur les tôles de couverture de fosses, calfeutrement des TPC à la mousse expansive dans le local comptage
- ✓ Remplacement de grille Arbel par des tôles et petites repartions des portes du local extérieur.

Le programme de rénovation des postes de distribution s'est poursuivi en 2023 et devrait s'achever en 2026.

A ce jour, 128 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.

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

Un contrat de prestation pour la réalisation de petites interventions dans les postes de distribution publiques a été mis en place en 2022 pour le traitement des pannes et non conformités identifiées lors des renouvellements, des nettoyages annuels des ouvrages ou des remontés des agents exploitation.

Bilan du renouvellement de l'année 2023

Renouvellement	Équipement	Quantité
Renouvellement réseau aérien	Poteau BT Composite	306
	Poteau HTA composite	69
	Transfo H61 et armements	19
Renouvellement équipements de postes	Coffret télécommande	1
	Transfo H59	3
	TUR	13
	Tableau HTA	2

Le renouvellement des transformateurs a été impacté par des difficultés d'approvisionnement.



Poteau BT termité à terre

Poste SETIL :

Ce poste était dans un état de délabrement avancé et a nécessité un renouvellement par un LR71. Tous les départs HTA et BT ont été repris depuis le nouveau poste installé en bordure de voirie. La démolition de l'ancien local poste est en cours et devrait s'achever fin février 2024.



Avant

Après

Poste Port de Pêche :

Ce poste dont les structures ne sont pas porteuses, a été remplacé par un LR71.



Avant



Après

Poste CESC :

Le poste de distribution publique N0046 (CESC) en face du CECS de Papeete, Rue du bataillon du Pacifique, est situé en contrebas d'une falaise.

Des risques importants d'éboulement de la falaise et des éboulis tombés le 21 juin 2021 ont déjà poussé la commune de Papeete à la mise en place d'un arrêté de mis en péril (Arrêté n°370 / DGS du 30 Juin 2021) portant sur la mise en place d'un périmètre de sécurité le long de la paroi rocheuse.

Ce périmètre de sécurité est matérialisé sur site par l'installation de séparateurs lourds surmonté d'un dispositif antirebond susceptible de retenir la chute ou d'éviter le rebond de rochers ou de tronc d'arbres sur la voie publique en attendant les travaux de sécurisation de Talus qui doivent être engagés par La Direction des Affaires foncières.

La circulation piétonne aux abords de ce périmètre de sécurité est interdite.

Ce poste sera supprimé et le départ BT sera repris depuis le poste de l'imprimerie officielle une fois que le remaniement du réseau HTA pour supprimer ce poste sera réalisé en même temps que les travaux de renouvellement de câbles vétuste dans la zone. Les travaux sont prévus pour l'année 2024.



Renouvellement du poste EDT Puurai

Le chantier de renouvellement du poste de distribution de EDT Puurai a débuté en 2022. En effet, il a été constaté des problèmes structurels avec des risques d'effondrements. La reconstruction du poste ainsi que le mur de rétention pour la protection du poste contre les risques d'effondrement du talus ont été achevés en 2023.



- **Contrat Eclairage Public**

Récapitulatif des contrats et marchés pour l'éclairage public sur l'île de Tahiti :

- ✓ Communes sous contrats d'entretien

- Paea : contrat signé en 2021 pour 4 ans (fin contrat 12/2024)
- Punaauia : contrat signé 12/2021 pour 4 ans (fin contrat 12/2025)
- Faaa : contrat arrivé à terme fin 2022, contrat non renouvelé
- Arue : nouveau contrat signé le 01/02/2023 pour 2 ans (fin contrat 12/2024)
- Taïarapu Est : nouveau contrat signé le 30/03/2023 pour 4 ans (fin contrat 29/03/2027)

- ✓ 4 Clients privés sous contrats d'entretien

- Erima : contrat de 2 ans arrivé à terme (fin contrat le 31/12/2023). Nouveau contrat de 2 ans en cours de signature
- Te Tavake : contrat de 5 ans (fin contrat le 31/12/2024)
- ADT : contrat de 2 ans (fin contrat 31/12/2024)
- ZI Punaruu : contrat de 5 ans (fin contrat 31/12/2027)

- ✓ Rénovation de l'EP de la commune de Papeete

- 2 marchés signés en 2022 phase 3, les travaux ont eu lieu en 2023
 - Marché n° 2022/04 complément pour un montant de 16,1 MF TTC pour 74 points lumineux + 11 armoires de commande
 - Marché n° 2022/13 complément pour un montant de 11,9 MF TTC pour 68 points lumineux
 - Les 2 marchés ont été retardés à la suite des problématiques d'approvisionnements des lanternes Philips de la part du distributeur local. Les travaux ont eu lieu en 2023.

- ✓ Rénovation de l'EP de la commune de Mahina

- 1 marché signé en 2022 n° 2022/02
 - Montant du marché : 27,4 MFHT
 - 97 points lumineux et 6 armoires de commande
 - Les travaux ont pris du retard à la suite des problématiques d'approvisionnements des lanternes Philips de la part du distributeur local. Les travaux ont eu lieu en 2023.



En 2023, deux marchés ont été remportés :

- Rénovation de l'EP de la commune de Mahina – Phase notifiée le 17/11/23
 - Montant du marché : 12,4 MFHT
 - 64 points lumineux et 5 armoires de commande
 - Début des travaux : juillet 2024
- Taiarapu Est : Nouveau contrat d'entretien signé le 30/03/2023 pour 4 ans (fin contrat 29/03/2027)

3.4 - Transition énergétique

- **Projet PUTU UIRA**



Ce Générateur Virtuel appelé « PUTU UIRA » a été mis en exploitation en décembre 2022 et inauguré en janvier 2023. Il aura fallu plus de 7 ans d'études et 6 mois d'installation sur site. Ce site se trouvant dans la commune de Punaauia, au niveau de la zone d'activité Brotherson, dans la vallée de la Punaruu.

Pour accompagner le Plan de Transition Énergétique (PTE) de la Polynésie Française, EDT a proposé une solution offrant 15 MW de réserve tournante avec une disponibilité quasi-instantanée. Cette solution est composée d'un ensemble de batteries et de convertisseurs de puissance d'où le nom PUTU UIRA qui veut dire batterie.

PUTU UIRA (Générateur Virtuel) offre plusieurs avantages environnementaux, techniques et financiers:

- ✓ Il participe à la régulation globale du système électrique lors de déclenchement de groupe.
 - Comparaison sur 3 années des conséquences sur la clientèle lors d'un déclenchement d'un groupe thermique :

	2021	2022	2023
Nombre de déclenchement sans incident clientèle	2	4	15
Nombre de déclenchement avec incident clientèle	10	8	3
Puissance totale coupée (MW)	59.9	23.8	8.3

Cette comparaison est faite sur des déclenchements d'un groupe à plus de 6MW. Nous pouvons observer que depuis la mise en exploitation, début janvier 2023, du Générateur Virtuel Putu Uira, nous n'avons eu que 8.3MW de puissance totale coupée

- ✓ Il n'a plus d'obligation de stopper la production solaire par manque de consommation ou excès de moyens de production.
 - Il n'y a pas eu de découplage d'installation solaire dans l'année 2023

	2021	2022	2023
Nombre de découplage dans l'année	2	1	0
Energie Perdue (MWh)	45,3	44,6	0

- ✓ Il participe à la diminution des heures de marches des groupes de la Punaruu et de ce fait, il participe à la baisse de la consommation spécifique et des rejets à la Punaruu.

○ 5 700h d'économisées en 2023

	2022	2023
Energie en kWh	287 183 296	336 129 383
Heures de marche	28 427	27 570

- ✓ Il participe à la baisse de la sollicitation au démarrage des groupes de la Punaruu pour des phases courtes (pointes du weekend par exemple).

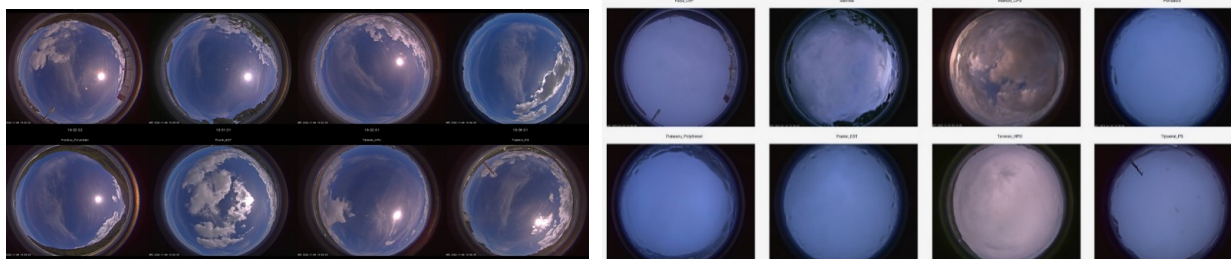
PUTU UIRA demande très peu d'intervention humaine pour l'exploiter. Le Service de gestion des Energies composé du Disptaching et du TCE (Télécommunication, Contrôle Electrique) s'occupent de cette exploitation.

Le Dispatching en assure la conduite et le TCE le dépannage et contrôle électrique.

D'un montant total de 1,5 Milliards XPF, il a été financé en partie par la défiscalisation LODEOM et défiscalisation locale ainsi que sur fond propres.

- **La prévision solaire à long et court terme**

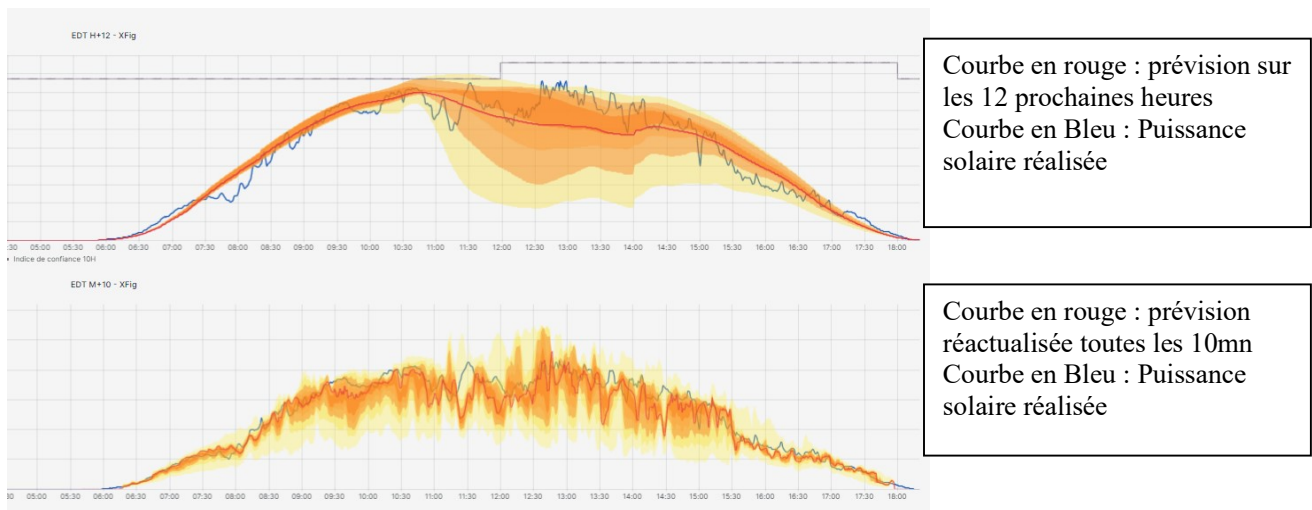
Afin d'optimiser le placement des moyens de production et pour répondre à son rôle de Gestionnaire de l'équilibre de l'énergie du réseau de Tahiti, EDT ENGIE a mis en place, avec l'aide d'une société métropolitaine Steadysun, un système de prévisions de production solaire.



Les besoins du dispatcher sont doubles. Il utilisera :

- ✓ Des prévisions pour les 12 prochaines heures actualisées toutes les heures, un service basé sur des modèles météorologiques et d'images satellite (SteadySAT).
- ✓ Des prévisions pour les 10 prochaines minutes, un service basé sur de l'imagerie satellitaire, des caméras installées sur site et enrichies des mesures de production en temps-réel. Cette solution permettra de détecter plus finement les nuages et leur évolution localement à très court-terme, avec une amélioration de la précision des prévisions de production PV globale à la clé.

Avec cet outil mis en place, le dispatcher pourra planifier et adapter ses sources d'énergies.



La prévision à court terme n'aidant pas trop le dispatcheur, il a été mis en place un système de lissage du PV fatal par la TAC de Vairaatoa. Ce test mis en place dans le premier semestre 2023 étant très concluant sera proposé pour une mise en exploitation en 2024 et la prévision à court terme sera arrêtée.



3.5 - Gestion de l'équilibre

• Le Dispatching

L'équipe du Dispatching gère le réseau de distribution électrique et est le gestionnaire du placement de l'énergie depuis le 1er janvier 2022.

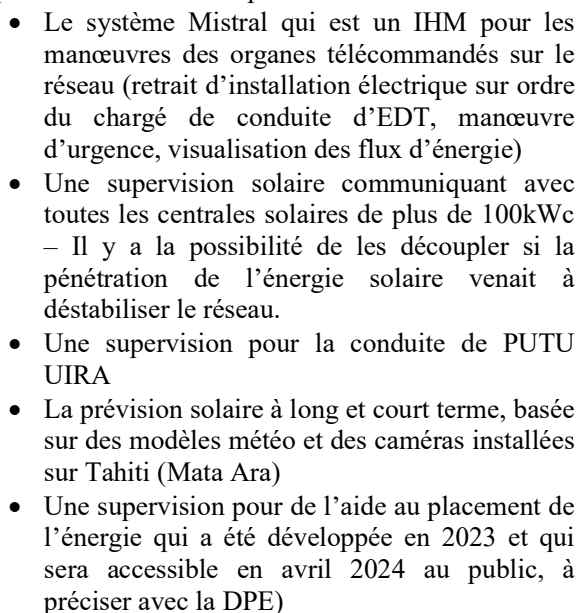
Grâce à cette équipe, le courant passe, à chaque seconde. 24h/24, le dispatching garantit à tous l'accès à une électricité sûre, durable et économique en pilotant en temps réel l'équilibre entre production et consommation d'électricité.

Le système électrique est, du fait de sa petite taille, intrinsèquement plus fragile que les grands systèmes interconnectés continentaux avec un risque de rupture plus important de l'équilibre instantané offre/demande, notamment à cause des variations brutales et de forte amplitude des EnR variables que l'on appelle PV fatal.

Pour satisfaire cette contrainte Production / Distribution, le dispatcher doit en permanence surveiller le réseau de Distribution qui consiste à :

- ✓ La réalisation des manœuvres sur le réseau de distribution (retrait d'installation électrique sur ordre du chargé de conduite d'EDT, manœuvre d'urgence),
- ✓ La gestion des incidents en temps réel (détermination de la meilleure stratégie de réalimentation des clients)
- ✓ La surveillance des contraintes en tension et transit sur le réseau et action en temps réel pour les lever

- Pour cela, il a plusieurs outils en sa possession pour répondre au mieux à ces problèmes :

[illegible]

- **Le TCE**

La cellule TCE assure :

- ✓ Le bon fonctionnement des postes de Distribution (maintenance des cellules, des transformateurs, des équipements de protection électrique du Réseau).
- ✓ La sécurisation de tout le réseau de Télécommunication. Ce réseau est constitué d'une infrastructure de Télécommunications permettant l'acheminement de l'ensemble des informations des postes de distribution nécessaires à la téléconduite. (Mistral)
- ✓ La recherche de défaut des câbles sous-terrain en HT ou en BT

Maintenance des cellules et Transformateurs des postes de Distribution

Les cellules



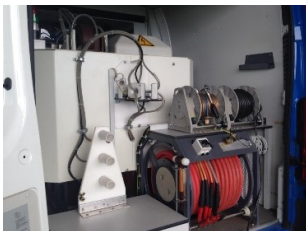
Régénération de l'huile diélectrique d'un transformateur



Contrôle des protections



Recherche de Défaut de câble sous terrain



Le TCE réalise également des missions dans les îles pour des recherches de défaut de câble notamment.

3.6 - Délestage Clientèle

Bilan annuel des délestages en 2023 (Le blackout du 24/11 ne rentre pas dans ce bilan)

Date	Exploitation	Puissance délestée (MW)	Nombre de départs	Concession
Janvier	Distribution	1.2	2	nord
	Distribution	1.2	2	sud
	Transport	4	Poste Taravao	sud
Février	Production	5.1	6	nord
	Distribution	0.6	1	sud
	Distribution	0.9	1	nord
Mars	Transport	0.9		nord
	Transport	5.7	Poste Taravao	sud
	Distribution	2.2	2	sud
Avril	Production	1.3	2	nord
	Distribution	1	1	nord
	Distribution	3.8	2	sud
	Transport	4.7		sud
Mai	Transport	3.3		nord
	Transport	8.6		sud
	Distribution	2.8	3	sud
Juin	Distribution	0.7	1	nord
	Transport	5.3	Poste Taravao	sud
Juillet	Transport	6.2		sud
	Distribution	3	3	sud
Août	Production	1.9	6	nord
	Distribution	0.4	1	nord
	Distribution	0.9	1	sud
	Transport	10.8		sud
Septembre	Distribution	1.7	2	sud
Octobre	Distribution	1.2	1	sud
	Distribution	0.3	1	nord
Novembre	Distribution	2	1	nord
Décembre	Distribution	0.3	1	sud
	Distribution	3.7	3	nord

3.7 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	15,98 F/kWh	40F/kWh Electra
Tahiti Nord	937 754	2 545 901	1 779 379	12 398 324	151 913

3.8 - Raccordement solaire

Concessions	Total au 31/12/2023		Raccordements au cours de l'année 2023					Tarif de rachat
	Nombre d'installations	Puissance raccordée (kWc)	CATEGORIE <= 10 kWc	CATEGORIE > 10 & < 36 kWc	CATEGORIE >= 36 & < 100 kWc	CATEGORIE >= 100 & < 400 kWc	CATEGORIE >= 400 kWc	
Tahiti Nord	3 372	43 308,2	302,0	19,0	4,0	-	-	15,98

3.9 - Travaux significatifs et faits marquants

Technique – Gestion des Energie

Black-Out du 13 novembre :

Remarque importante pour 2023, le Black-out du vendredi 13 novembre à la suite d'un défaut sur le PIM90.

Le vendredi 13 novembre 2023, toute l'île de Tahiti était plongée dans le noir à 7h01mn. Avec l'aide de leur supervision, les dispatcheurs ont identifié la panne en 3mn. Celle-ci provenait du poste « PIM 90kV » de la TEP.

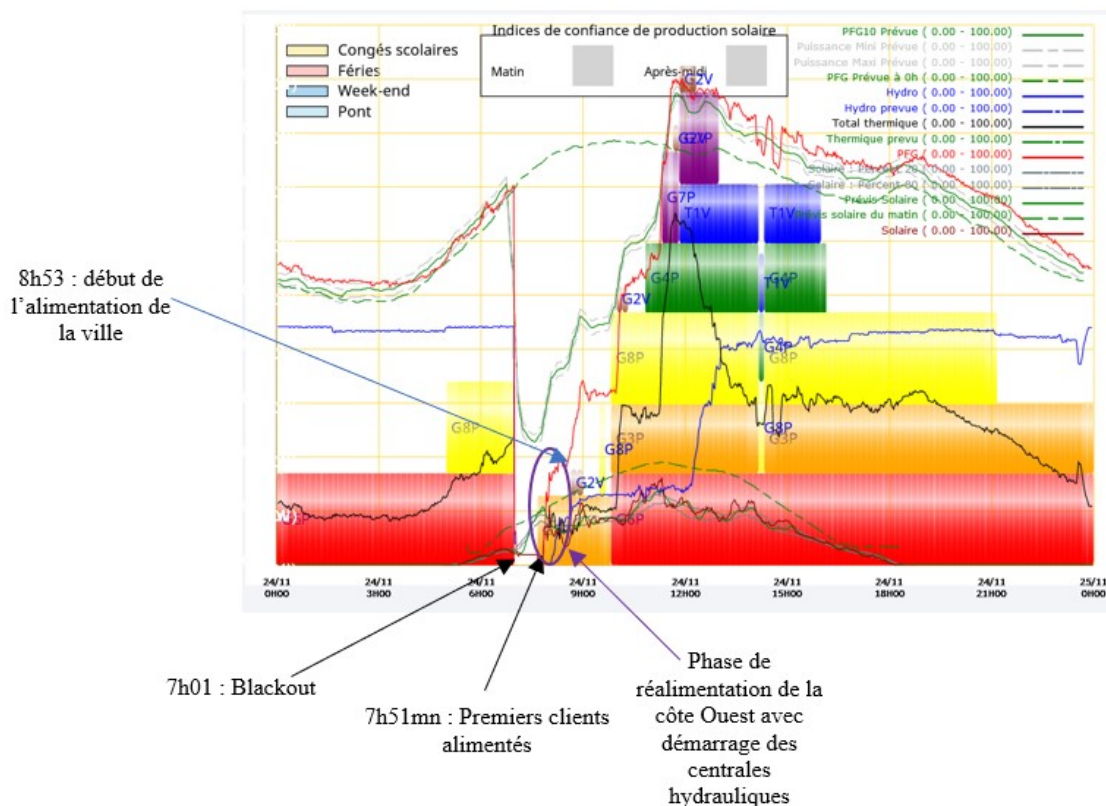
A compter de l'identification du problème, les procédures de reconstruction du réseau ont été appliquées immédiatement.

Nous notons sur le graphe ci-dessous la reprise de l'activité. Le premier groupe a été mis sur le réseau 50 minutes après le déclenchement. Toute la côte Ouest (Punaauia à Taravao) a été de nouveau alimentée progressivement. Les derniers clients, de la commune de Vairao, ont été alimentés à 8h45. En même temps, la reprise de l'activité hydraulique venait renforcer la puissance sur la côte Ouest.

Cette première phase était obligatoire pour récupérer de la puissance hydraulique afin d'alimenter la ville car nous étions fragilisés avec la perte du poste « PIM 90kV ».

C'est à partir de cette étape, à 8h53mn, que nous avons commencé à alimenter la ville et par la même occasion à récupérer la centrale de Vairaatoa (qui était isolée du réseau). Entre temps, la TEP intervenait sur leur défaut afin de l'isoler pour remettre en exploitation une partie du poste « PIM 90kV » pour que nous puissions véhiculer plus de puissance.

Les derniers clients de la côte Est (de Papenoo à Taravao) ont été alimentés à l'issue de 4,5hrs de coupure.



Technique – Production

- **VAIRAATOA**

Démantèlement groupes G4V et G5V Vairaatoa



Les groupes G4V et G5V de la centrale historique de Vairaatoa, hors exploitation, ont été démantelés après 46 années de service. Pour mémoire, ces groupes ont été mis en exploitation dans les années 70 et sont des moteurs MAN V6 de 5,48 MW et 12 cylindres.

Ce chantier a débuté en 2020 avec le démantèlement des moteurs G4V et G5V, leurs alternateurs, leurs auxiliaires (pompes, tuyauteries, armoires électriques), leurs transformateurs élévateurs.

Le chantier s'est poursuivi en 2023 avec la démolition des massifs moteurs en bétons, la dépose du pont roulant et des différents éléments restants. La présence d'amiante et de plombs ont complexifié les opérations, rallongé les délais et de fait augmenté les coûts.

Cette opération de démantèlement a pris fin en octobre 2023.

Les groupes G2V, G3V et la turbine, d'une puissance totale de 22MW, encore en exploitation dans cette centrale, permettent d'accompagner finement les EnR et de secourir la ville, en cas de dysfonctionnement du réseau de transport, ou de problème majeur de la centrale de Punaruu.

- **PUNARUU**

Construction Hangar Stockage Alternateur



La construction du hangar de stockage de l'ancien alternateur déposé du G6P est en cours de finalisation et a été livré aux équipes de la Punaruu courant mars 2024. Pour rappel, il se situe sur le site de PAPATI, à côté de PUTU UIRA.

Avaries sur moteurs

Trois incidents sont survenus cette année, une avarie turbo sur le G7P, ainsi que 2 débuts de grippage.

➤ Le 26/05/23, avarie Turbo G7P :

En date du 09/05/2023, constat d'une augmentation de la température d'échappement du moteur du G7P (température $>450^{\circ}\text{C}$) ; avec ces niveaux de température, mise à l'arrêt du groupe pour investigation.

Les contrôles engagés pour déterminer cet écart sur les températures n'ont pas permis d'identifier les causes de cette augmentation de température (contrôle des compensateurs en sortie échappement, réfrigérants air de suralimentation, catalyseurs).

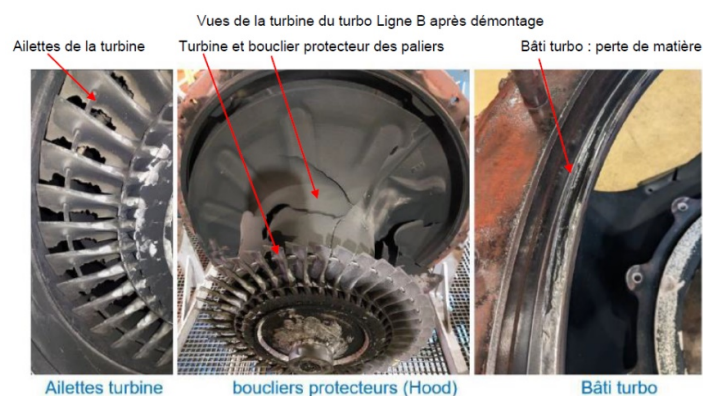
Lors d'un nouvel essai de fonctionnement le 14/05/2023, les températures d'échappement étaient toujours supérieures au seuil d'alarme.

Décision de contrôler les turbos.

Les contrôles engagés après démontage le 26/05/2023 ont confirmé un endommagement sérieux du turbo de la ligne B ; l'autre turbo de la Ligne A était en état.

Les dommages sur le turbo se caractérisaient par une érosion prononcée des ailettes de la turbine du turbo, le bris du bouclier protecteur des paliers et des dommages au niveau du bâti du turbo (perte de matière).

Après dépose des bâtis turbos, il a également été constaté que le bâti moteur était usé au niveau des surfaces d'appui du bâti turbo.

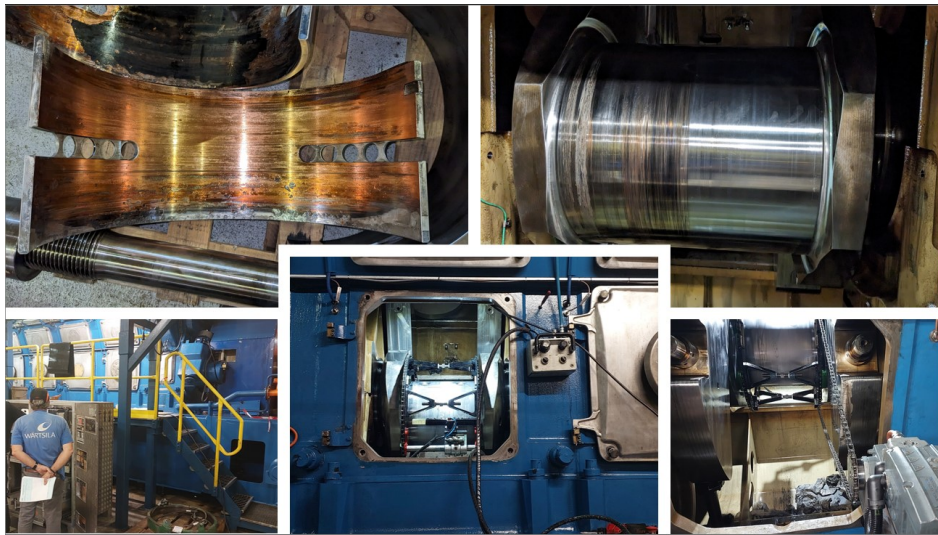


Surfaces d'appui du turbo sur le moteur usées



➤ Le 9 février 2023 : Début Grippage G8P maneton n°2 :

La protection températures têtes de bielles a bien fonctionné, permettant d'éviter des dommages beaucoup plus importants. Une mission d'un expert Quantiserv a été demandée pour une intervention de remise en état du maneton. Un pierrage du maneton a été réalisé début avril 2023.



✓ 13 octobre 2023 : Début grippage G3P maneton n°1 :

La protection a bien fonctionné, permettant d'éviter des dommages beaucoup plus importants. Le toilage du maneton a été effectué par nos équipes.



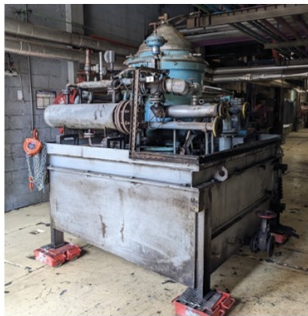
Dépose et remplacement coussinet B1



Toilage maneton A1/B1

Renouvellement centrifugeuse huile G1P à G4P (Plan Punaruu 2025)

Retrait ancienne centrifugeuse datant de la mise en service du G1P (1987)



EDT
ENGIE



Mise en place nouvelle centrifugeuse HLM de type AlfaLaval modèle S956

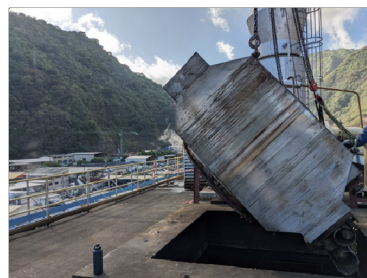


Une campagne de renouvellement des centrifugeuses à huile des moteurs PC4 a été lancée en 2021 avec le G3P et se terminera en 2024 avec la mise en service de la centrifugeuse du G1P. Les centrifugeuses à huile sont des équipements clés pour les moteurs PC4, car elles permettent de séparer l'huile et les impuretés. Le renouvellement des centrifugeuses est donc essentiel pour garantir le bon fonctionnement des moteurs.

Renouvellement Silencieux + Chaudière G2P et Silencieux G1P

Les opérations de renouvellement du silencieux et de la chaudière du G2P ont eu lieu en juillet, suivi du silencieux du G1P en août. Ces opérations clôturent la campagne de renouvellement lancée avec le silencieux et la chaudière du G4P.

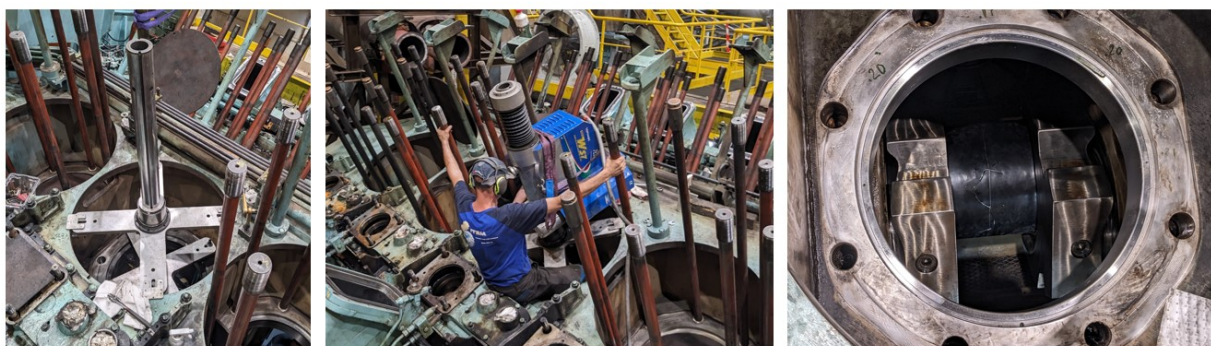
Silencieux et chaudière G2P



Silencieux G1P



Mission MAN sur le G1P



Dans le cadre de la Mission MAN, une opération essentielle a été réalisée, consistant au décamage des manetons de l'arbre manivelle et l'usinage des bas de chemises sur 3 cylindres du G1P. Cette intervention technique était nécessaire pour remédier à l'usure des composants concernés. Les spécialistes ont méticuleusement travaillé pour assurer que chaque élément soit restauré avec précision, garantissant ainsi un fonctionnement optimal et une longévité accrue du moteur.

Renouvellement du tableau basse tension des auxiliaires du G1P

Le remplacement du tableau électrique permettant l'alimentation des auxiliaires du G1P (TAG1P) rentre dans le cadre du plan de renouvellement Punaruu 2025.

L'ancien TAG1P a été mis en service au neuvaage du groupe G1P en 1985. Il s'agissait d'un TGBT de la marque Merlin Gerin qui présentait un état d'obsolescence très avancé, sans pièces de rechanges dont les pièces de rechanges devenaient impossible à trouver sur le marché.

Il a été remplacé par un tableau de Schneider Electric de la gamme OKKEN. Cette gamme représente 80% des tableaux BT actuels de la centrale.



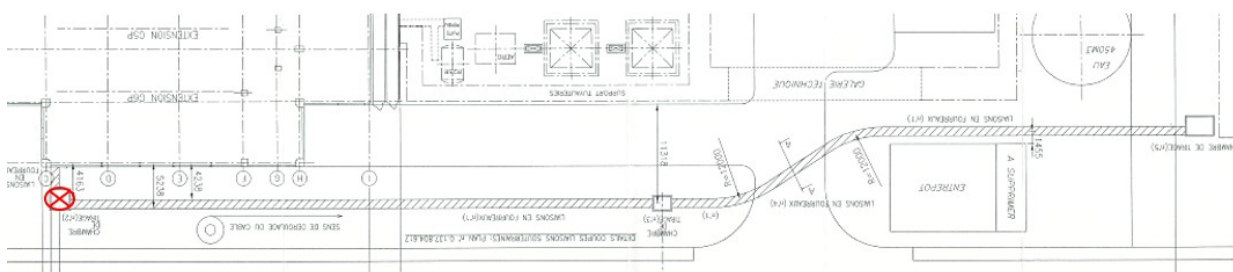
Avarie câbles de puissances du G5P

Le samedi 14 octobre vers 22H30, les relais de protections électriques du G5P ont détecté un défaut électrique et ont fait déclencher le groupe.

A la vue des protections qui ont déclenché, des contrôles d'isolement des câbles de puissance HTA de l'alternateur et des câbles du transformateur élévateur TR415P côté 11kV ont été effectué.

Les mesures d'isolement de deux des câbles du tronçon cellule départ vers le TR415P se sont avérées anormalement basses, ce qui indique que ces deux câbles sont blessés.

La poursuite de l'analyse s'est faite à l'aide du camion laboratoire et du réflectomètre pour localiser précisément l'emplacement des blessures. Les défauts ont été localisés à l'intérieur de la centrale sous la route à côté de la SDM2.



Une fois localisé, des travaux de fouilles ont été effectués pour localiser les câbles et ainsi procéder aux réparations.



Les câbles de puissances du G5P et du G6P transitent par les mêmes chambres de tirage et mêmes cheminements vers les transformateurs élévateurs TR415P et TR416P. Plusieurs avaries ont été constaté sur ces câbles depuis 2006.



Une étude est en cours pour créer un nouveau tracé pour les câbles du G6P et ainsi séparer les cheminements des câbles des deux groupes.

Tour de ruissellement du G1P

Dans le cadre du plan de renouvellement Punaruu 2025, la tour de ruissellement du G1P a été déposée durant sa grande révision pour être remplacée en 2024 par 3 modules aéroréfrigérants, équipés au total de 24 moto-ventilateurs.

Cela va permettre d'économiser environ 50 000 m3 d'eau de la nappe phréatique de Punaruu chaque année, grâce à ce passage en circuit fermé.

Les autres avantages sont une meilleure flexibilité d'exploitation et une suppression du risque légionnelle.

Le coût total du projet s'élève à plus de 200 millions de francs.



Retrofit PC4



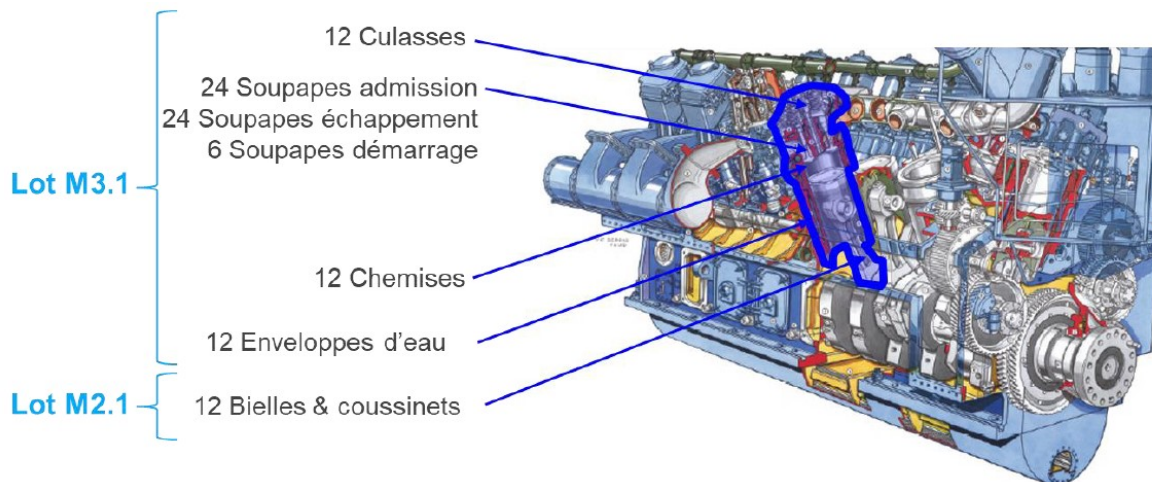
PC4

Par courrier du 31 janvier 2023, l'Autorité concédante a validé le projet RETROFIT PC4 pour un budget de 4,1 milliards XPF dans le cadre de l'utilisation des provisions de renouvellement du parc thermique.

Ce retrofit permettra de fiabiliser les 4 moteurs PC4 de 13 MW de la centrale de la Punaruu et d'améliorer leur souplesse de fonctionnement, notamment en diminuant leur minimum technique pour placer les énergies renouvelables au maximum.

Les études détaillées sont lancées pour un démarrage du 1^{er} retrofit groupe en 2025.

Les pièces dont les délais d'approvisionnement sont les plus longs ont été commandées pour 3 moteurs, conformément au programme.



Réhabilitation du poste source de la Punaruu

Dans le cadre du plan de renouvellement, une partie des postes de distribution publique et l'ensemble des postes sources de l'île de Tahiti ont fait l'objet d'une campagne massive de diagnostic amiante, plomb ainsi qu'un diagnostic structurel.

Lors de cette campagne, de l'amiante a été détectée dans les peintures intérieures et extérieures du poste source de la Punaruu. Bien que les prélèvements d'air à l'intérieur du poste source ont démontré l'absence de fibre d'amiante dans l'air, l'accès à ce poste a été réglementé et tous travaux nécessitant des percements ont été interdits.

Les travaux de nuit de désamiantage ont commencé en 2022, la peinture a été soigneusement enlevée des façades extérieures du poste et l'ensemble des climatiseurs du poste source ont été renouvelés par une entreprise spécialisée locale. Le montant total de ces travaux s'élève en 2022 à 15 MXPF



Les travaux de ravalement de façades sont en cours et seront terminés au premier semestre 2023. A la fin des travaux, le poste source retrouvera des couleurs avec la réalisation d'une fresque.

Une seconde phase des travaux consistera à la réhabilitation de l'intérieur du poste avec le désamiantage ou l'encapsulation des peintures contaminées.

Incidents d'origine distribution

Les incidents d'origine Distribution ont été causés par :

- ✓ Des défaillances de matériel (câble souterrain vieillissant par exemple) (28%),
- ✓ Des chutes d'arbres ou intempérie (24%),
- ✓ Des défauts d'élitage ou lianes grimpantes (20%),
- ✓ Des travaux tiers (12%),
- ✓ Une erreur humaine (4%)
- ✓ Des défauts non identifiés (12%).



Accident sur le réseau HTA aérien causé par un tiers



Réseau aérien BT a terre suite chutes d'arbres

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 avec un effet rétroactif sur les comptes de 2015.

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 :

- La séparation des activités
- La séparation des services délégués
- Le principe du coût réel constaté
- Le principe de la prééminence de l'imputation directe
- La non-compensation des produits et des charges dans la présentation de l'information financière
- La justification du périmètre de charges
- La permanence des méthodes
- Le principe de détermination des charges économiques calculées
- Les opérations effectuées avec les parties liées
- L'identification des contrats à long terme
- Distinction entre coûts récurrents et coûts non récurrents au sein des activités concernées
- Objectivation de la marge du délégataire par concession et activité
- Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé
- Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante des coûts présentés

4.1.1 La séparation des activités

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.

4.1.2 La séparation des services délégués

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.

4.1.3 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 2023 :

- Les imputations directes concernent 87% 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 13% 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	87%	0%	87%
Frais répartis sur la concession	8%	5%	13%
Total	95%	5%	100%

4.1.5 La non-compensation des produits et des charges

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 56 762 015 CFP au titre des coûts d'avaries survenues sur les groupes G2 G5 G7 et G8 dont les charges s'élèvent à un total de 74 871 333 CFP
- Des produits de transfert de charges pour 73 005 604 F CFP en lien avec les loyers de défiscalisation du générateur virtuel PUTU UIRA comptabilisés en charges pour même montant.
- Des produits pour 1 981 879 F CFP au titre de remboursement de taxes.
- Des reprises de provision pour 52 039 431 F CFP au titre des travaux engagés pour le démantèlement de la centrale de la Vairaatoa

Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent une reprise de provision pour dépréciation de stock pour 37 091 412 F CFP. Une provision pour dépréciation de stock a été comptabilisée pour - 35 189 467 F 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".

CHARGES VARIABLES DE PRODUCTION

Les autres coûts de maintenance comprennent une reprise de provision pour révision des groupes pour 46 304 481 F CFP. Une dotation pour provision révision des groupes a été comptabilisée pour un total de -146 932 616 F CFP.

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent des produits pour un total de 47 768 321 F.CFP dont 46 273 321 F.CFP de reprise de provision pour dépréciation de stock de marchandises et 1 495 000 F de reprise de provision au titre d'un litige sur le réseau. Des provisions pour dépréciation de stocks de marchandises ont également été dotées pour - 48 723 876 F.CFP.
- Les autres coûts directs comprennent des produits au titre des prestations effectuées pour 162 144 F.CFP.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 65 305 490 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 5 512 085 F.

GESTION DE CLIENTELE

- Les autres coûts de fonctionnement comprennent une reprise de provision pour dépréciation clients de 114 111 419 F.CFP. La provision a été dotée pour 178 894 008 F.CFP.
- Les autres coûts de fonctionnement comprennent des produits divers de gestion courante pour un total de 6 111 832 F.CFP.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 1 909 702 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 1 319 016 F.

DISPATCHING

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 589 196 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 317 444 F.

FOURNITURE D'ELECTRICITE

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 218 843 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 211 387 F.

* 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, sauf pour les cellules exploitation et expédition qui sont réparties à part égale sur chaque île
- 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 ou 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.

4.1.7 La permanence des méthodes

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

Adaptation des clefs de répartition à l'organisation :

L'arrivée à échéance d'une dizaine de concessions a obligé l'entreprise à modifier son organisation et à adapter en conséquence les clefs de répartition de certaines charges indirectes

L'adaptation des clefs de répartition à l'organisation ne constitue pas un changement de méthode comptable (avenant 18b)

En 2022, l'impact de la réduction du périmètre d'activité géré sur le montant des services supports (siège et SEI) réparties sur les différentes concessions a été neutralisé, de sorte à permettre un suivi de l'évolution de la performance économique de chaque concession prise individuellement "toutes choses égales par ailleurs".

Sur 2023, les services supports du siège et du SEI sont répartis sur les concessions bénéficiaires, (la neutralisation de l'impact du périmètre géré opérée en 2022 n'a pas été maintenue – rentabilité 2023 directement comparable à celle de 2021)

Autres adaptations

- SEI (service support technique aux îles) : des clés représentatives de l'activité de chacune des cellules du SEI ont été mises en place à compter de 2023 en remplacement d'une clef globale
- Services antérieurement repartis au travers des frais de siège
 - Service général : dédié au site de Puurai, ses coûts sont désormais imputés aux services occupant Puurai au prorata des surfaces occupées
 - Service Formation : désormais repartis sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation
 - Service Facturation et Prépaiement : désormais intégrés dans le processus clientèle et repartis dans les concessions au prorata du nombre d'abonnés

4.1.8 Le principe de détermination des charges économiques calculées

Dans le cadre des principes de la « comptabilité appropriée », le concessionnaire a mis en place en 2017 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.

Cette méthode a été validée dans la cadre de l'avenant 18b.

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 775MF 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

Libellé	Description	XPF
	Mise à disposition personnel	26 787 334
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	104 809 145
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	65 023 154

Marama Nui

Libellé	Description	XPF
Achat de l'hydroélectricité.	EDT achète de l'hydroélectricité à Marama Nui, au prix de 12,06 xpf/kwh avant le 1er mars 2016 puis les tarifs ont changé par vallée soit 10 xpf pour Vaihiria, 12,66 xpf pour la Vaite, 13,65 xpf pour Titaaviri, 10,10 xpf pour Faatautia, 14,05 xpf pour la haute Papenoo et 14,34 xpf pour la moyenne Papenoo.	1 911 417 019
Dispatching	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre Marama Nui 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.	10 163 343

Electra

Libellé	Description	00
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	6 076 560
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	888 000
Contrat de mandat d'exploitation et maintenance	Il s'agit d'un contrat de mandant relatif à l'exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	2 541 041

Tahiti Sud Energie

Libellé	Description	XPF
Vente d'énergie	Contrat de fourniture d'énergie électrique au système de distribution publique d'énergie électrique du SECOSUD	1 615 052 780
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.	265 829 491
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	295 927 286
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 l'IS - aux dépenses comptabilisées directement en immobilisation le cas échéant, sans passer par un compte de charge	14 333 456
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,	9 894 913
Energie du personnel	TSE refacture à EDT la part d'énergie des agents dédiés au sud	10 940 034

Autres parties liées

Libellé	Description	XPF
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités : réseaux et facility management	447 767 720
Polydiésel	Travaux sous-traités : production	80 796 468

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 qui 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 concession et activité.

Les avenants 17 et 17b des 29 décembre 2015 et 26 février 2016 introduisaient une nouvelle formule de rémunération du concessionnaire, par concession et activité basée sur un mécanisme de revenu autorisé, les forfaits avaient été arrêtés de sorte à ce que le revenu autorisé de l'année de référence, soit 2015, soit équivalent aux facturations émises sur la même période au titre de l'énergie.

Les comptes des concessions des exercices 2016 ont été arrêtés sur cette base.

A compter de 2017, la Polynésie a contesté l'application de cette formule arguant notamment d'un niveau de rémunération trop élevé.

L'avenant 18b du 20 juillet 2020

- met en application, à effet 2020, la formule du revenu autorisé prévue aux avenants 17 et 17b
- convient d'un niveau de rémunération temporaire et fixe de nouveaux forfaits de rémunération par concession et activité
- introduit à compter du 1er janvier 2020 un plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble du périmètre actuel de ses concessions
- confie à la Commission de Régulation de l'Energie « CRE » de métropole, une mission de conciliation sur le « juste » niveau de rémunération des concessions d'EDT.

4.1.13 Principe d'ajustement du revenu prévisionnel sur le revenu réalisé

N/A

4.1.14 Ajustement suite à une remise en cause par l'autorité concédante 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.

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 5,492% (+ 3,492 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de + 3,492 % (0% de superperformance financière)

- *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

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 sur la base des temps passés pour la main d'œuvre et d'une refacturation au franc le franc pour les charges engagées pour compte.
- 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, ce sont les sommes réelles dépensées

4.2.2.4 Les coûts du frêt 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 de PC présents dans chaque service.

4.2.2.6 Les services généraux :

Dédié au site de Puurai, ses coûts sont imputés aux services occupant 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 Sécurité : pointage des agents de la cellule
- Le service Exploitation : réparti à part égale sur chaque île
- Le service Maintenance distribution : pointage des agents de la cellule
- Le service Maintenance Production : pointage des agents de la cellule
- Le service Expédition : réparti à part égale sur chaque île

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 concernés :

- Le service à l'énergie en charge du solaire : au prorata du nombre de contrat solaire ;
- Le service Grand Comptes : au prorata du nombre de clients grands comptes ;
- Le service relève, intervention et branchement : au prorata du temps passé ;
- Le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le service marketing & E-services : au prorata du nombre d'abonnés ;
- Le Service Facturation et Prépaiement : 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.

Détail des frais répartis 2023
Tahiti Nord

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (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	1 446,4	1 194,7			971,2	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	81%
Exploitation des îles - Maintenance production	62,2	62,2	21,3	-0,1	21,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	28	9,7
Exploitation hydro	142,0	0,5	0,1		0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	0,8	0,2
Gestion des énergies	71,1	70,9	69,4	-0,2	69,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	100,8	98,7
Réseau Nord	340,1	339,4	339,4		339,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	457,8	457,8
Transition énergétique	1,5	1,6		1,6	1,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	0,0	
Exploitation thermique Tahiti	370,0	369,9	365,3	1,7	367,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	738,5	729,3
Suivi et developpement	61,6	54,6	27,0	-10,1	16,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	40,4	20,0
Suivi du patrimoine	55,4	44,9	42,8	0,0	42,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,9	18,0
Travaux réseau	25,2	25,2	25,2		25,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	22,0	22,0
Dispatching	37,4	37,4	37,4	0,0	37,4	Longueur de reseau HTA	85,8	85,8
Clientèle Tahiti	197,5	163,7	163,7		163,7	Nombre d'abonnés Tahiti	56 300	56 300
Relève Intervention Branchement	357,2	348,7	348,0	-0,1	347,9	Temps pointé par la cellule	237,4	236,9
Raccordements solaires	21,6	17,9	17,9	-1,5	16,5	100% Tahiti	1,0	1,0
Gestion administrative du solaire	31,3	28,2	24,8	2,6	27,4	Contrats solaires	3 840	3 372
Service Grand compte	78,5	54,3	36,0	6,8	42,8	Contrats grands comptes	5 395	3 575
Marketing & E-services	96,1	79,2	67,9	0,0	67,9	Nombre d'abonnés	65 657	56 300
Facturation & Prépaiement	39,0	32,4	27,8	0,0	27,8	Nombre d'abonnés	65 657	56 300
Reseau Tahiti Sud	36,5	0,5	0,5	0,0	0,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1,4	1,4
Autres	31,0	-2,9			-7,3			
Total support externe					1 607,8			
Support interne de l'île					0,2			
Total Support					1 608,0			

(1) Répartition du total annuel via la clé de répartition

(2) = Ecart entre la méthode (1) et la méthode (3)

(3) si pointages : pointages* taux horaire + répartition du reste à imputer via la clé de répartition

sinon : méthode (1)

- Ces montants comprennent les quote-part de support et frais de siège associées à la refacturation du P1/P2 à TSE.
- Jusqu'en 2022, la quote-part de couts informatiques imputée aux îles en fonction du nombre de PC présents dans chaque service transitait par le SEI qui était ensuite reventilé sur les différentes îles. Ces couts informatiques sont maintenant directement imputés aux îles concernées.
- L'analyse du « Autre » pourra amener à des ajustements mineurs qui seront intégrés au plus tard dans les RAD 2024

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Tahiti Nord		
	2023	2022 corrigé ***	2022
Immobilisations concédées *	47 978 592 508	47 302 692 660	47 302 692 660
- Production	22 778 770 637	22 496 976 952	22 496 976 952
- Distribution	25 199 821 871	24 805 715 708	24 805 715 708
Immobilisations privées	3 571 904 069	3 197 918 921	3 197 918 921
Immobilisations financières	744 113 364	827 383 770	0
Immobilisations en-cours	3 282 151 534	3 015 295 811	3 015 295 811
- Production	1 680 847 191	1 880 409 839	1 880 409 839
- Distribution	1 254 524 207	451 463 937	451 463 937
- Privées	346 780 136	683 422 035	683 422 035
Avances et acomptes	18 594 847	0	0
Total immobilisations brutes	55 595 356 322	54 343 291 162	53 515 907 392
Amortissements et provisions **	-32 945 977 007	-31 765 849 670	-31 765 849 670
- Production	-16 942 886 244	-16 356 397 579	-16 356 397 579
- Distribution	-13 059 074 752	-12 585 795 026	-12 585 795 026
- Privés	-2 691 603 600	-2 545 700 023	-2 545 700 023
- Dépréciation immobilisations	-252 412 411	-277 957 042	-277 957 042
Immobilisations nettes	22 649 379 315	22 577 441 492	21 750 057 722
Stock	3 171 417 429	3 786 350 502	3 786 350 502
Avances et acomptes	462 539 781	422 515 678	422 515 678
Créances clients	4 201 772 591	3 984 623 577	3 984 623 577
Autres créances	2 580 473 266	2 153 285 290	2 153 285 290
Charges constatées d'avance	40 718 810	44 570 724	44 570 724
Provisions pour dépréciation	-705 170 177	-616 361 453	-616 361 453
Stock et créances nets	9 751 751 700	9 774 984 318	9 774 984 318
Compte courant du concessionnaire	3 111 089 434	4 927 657 129	5 755 040 899
TOTAL ACTIF	35 512 220 449	37 280 082 939	37 280 082 939

* Immobilisations concédées

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	19 853 585 224	19 650 230 024
Total concessionnaire	19 853 585 224	19 650 230 024
Total Tiers et concédant	2 925 185 413	2 846 746 928
Total au bilan	22 778 770 637	22 496 976 952

Distribution		
Concessionnaire	21 056 990 956	20 699 214 721
Total concessionnaire	21 056 990 956	20 699 214 721
Tiers et concédant	4 142 830 915	4 106 500 987
Total au bilan	25 199 821 871	24 805 715 708

** Amortissements et provisions

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	-15 915 019 874	-15 488 399 037
Total concessionnaire	-15 915 019 874	-15 488 399 037
Tiers et concédant	-1 027 866 370	-867 998 542
Total au bilan	-16 942 886 244	-16 356 397 579

Distribution		
Concessionnaire	-10 854 931 332	-10 335 478 682
Total concessionnaire	-10 854 931 332	-10 335 478 682
Tiers et concédant	-2 204 143 420	-2 250 316 344
Total au bilan	-13 059 074 752	-12 585 795 026

Amortissement et provisions

Ce poste correspond aux charges d'amortissements comptabilisées par le concessionnaire à savoir :

- en production : pour amener la valeur nette des biens à 0 en fin de concession (remise gratuite des biens) sauf terrains et améliorant des 10 dernières années.
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant à savoir leur valeur nette comptable.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré, elle n'est pas identique à la valeur nette comptable au bilan.

A titre d'exemple :

1°) lorsqu'un terrain est remis gratuitement au concédant, il est amorti dans l'économie de la concession alors que sa valeur économique est à minima égale à sa valeur d'origine.

2°) lorsque le montant de l'IFC est différent de la VNC économique des biens.

*** Le bilan actif au 31/12/2022 diffère de celui affiché au rapport du délégataire 2022.

La correction porte sur la prise en compte dans le compte d'immobilisations financières du schéma en crédit vendeur relatif à la défiscalisation du générateur virtuel Putu Uira pour 827 MF. Ceci a pour conséquence l'ajustement du compte courant du concessionnaire du même montant.

L'écart RA-CA 2023 a eu un impact négatif sur le compte courant du concessionnaire à hauteur de 1,4 milliards

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Tahiti Nord		
	2023	2022 corrigé	2022
Résultat	447 118 182	592 472 007	592 472 007
Capitaux propres	447 118 182	592 472 007	592 472 007
Droits des tiers et concédant apports gratuit	3 836 006 538	3 834 933 029	3 834 933 029
- Production	1 897 319 043	1 978 748 386	1 978 748 386
- Distribution	1 938 687 495	1 856 184 643	1 856 184 643
Provisions devenues sans objet	2 684 275 883	3 434 327 952	3 434 327 952
- PR devenues sans objet TN Distrib	2 684 275 883	3 434 327 952	3 434 327 952
Droits du concédant exigible en nature	6 520 282 421	7 269 260 981	7 269 260 981
Caducité	4 321 966 979	4 939 390 833	4 939 390 833
- Distribution	4 321 966 979	4 939 390 833	4 939 390 833
Autres provisions	2 316 966 508	2 037 593 386	2 037 593 386
- PIDR	1 343 067 063	1 175 738 248	1 175 738 248
- Autres provisions	973 899 445	861 855 138	861 855 138
Provision pour risques et charges	6 638 933 487	6 976 984 219	6 976 984 219
Emprunts et dettes financières	744 113 364	827 383 770	827 383 770
- Autres dettes financières	744 113 364	827 383 770	827 383 770
Clients - avances sur consommation	635 933 686	718 739 611	718 739 611
Fournisseurs	3 050 193 404	3 104 912 773	3 104 912 773
Dettes fiscales et sociales	3 032 680 544	3 186 607 023	3 186 607 023
Passif de renouvellement	13 976 378 301	13 966 799 216	13 966 799 216
- Production	13 094 885 298	13 115 044 681	13 115 044 681
- Distribution	881 493 003	851 754 534	851 754 534
Autres dettes	172 674 384	328 295 264	328 295 264
Produits constatés d'avance	293 912 677	308 628 074	308 628 074
Emprunts et dettes	21 905 886 360	22 441 365 731	22 441 365 731
TOTAL PASSIF	35 512 220 449	37 280 082 939	37 280 082 939

Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement, il comprend à l'ouverture les provisions pour renouvellement constituées ainsi que l'amortissement technique des biens renouvelables dans les cas de remise gratuite.

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Tahiti Nord 2022			Tahiti Nord 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	PRODUIT AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 299 699 256		2 299 699 256	2 383 955 365		2 383 955 365
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	107 556,00		107 556	108 305,00		108 305
	- Forfait FP1	22 406		22 406	-23 029		-23 029
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-1 870 740 010	2 768 733	-1 867 971 276	-1 880 778 484	-26 661 712	-1 907 440 196
	par UO : Puissance maximale majorée	-17 393		-17 367	-17 366		-17 612
	- Maintenance	-490 540 693	-1 326 383	-491 867 076	-656 203 348	-20 916 962	-677 120 309
	- AC	-71 127 396	-12 485 069	-83 612 465	-59 900 584	-27 378 755	-87 279 338
	- ACE	-143 152 151	-251 367	-143 403 518	-260 624 144	-9 816 490	-270 440 634
	- MO	-335 370 969		-335 370 969	-414 326 673	-20 482 542	-434 809 215
	- AUTRES	59 109 823	11 410 054	70 519 876	78 648 053	36 760 824	115 408 878
	- Conduite et Fonctionnement	-221 843 836		-221 843 836	-176 205 691		-176 205 691
	- AC	-2 545 005		-2 545 005	-12 486 097		-12 486 097
	- ACE	-123 826 752		-123 826 752	-81 228 220		-81 228 220
	- MO	-7 095 768		-7 095 768	-4 771 220		-4 771 220
	- AUTRES	-88 376 311		-88 376 311	-77 720 155		-77 720 155
	- Amortissement des actifs de concession	-509 760 904		-509 760 904	-524 410 532		-524 410 532
	- Dotation amortissement biens au bilan	-511 506 873		-511 506 873	-572 546 489		-572 546 489
	- Dotation / reprise de lissage	1 745 969		1 745 969	48 135 957		48 135 957
	- Quote part des activités support affectées	-648 594 577	4 095 117	-644 499 460	-523 958 913	-5 744 750	-529 703 664
	- Fonctions supports	-356 601 292		-356 601 292	-215 035 664	-7 286 107	-222 321 771
	- Frais de siège	-291 993 285	4 095 117	-287 898 168	-308 923 249	1 541 357	-307 381 892
P2 Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	799 546 320		799 546 320	693 991 902		693 991 902
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	296 567 626		296 567 626	246 009 182		246 009 182
	- Forfait FP2	2,696		2,696	2,821		2,821
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-607 610 757	625 640	-606 985 116	-555 810 853	181 099	-555 629 754
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,049		-2,047	-2,259		-2,259
	- Maintenance	-479 083 329		-479 083 329	-421 461 153		-421 461 153
	- AC	-246 872 335		-246 872 335	-135 024 886		-135 024 886
	- ACE	-78 237 048		-78 237 048	-56 630 389		-56 630 389
	- MO	-112 555 982		-112 555 982	-128 863 577		-128 863 577
	- AUTRES (provision rév groupes...)	-41 417 965		-41 417 965	-100 942 301		-100 942 301
	- Traitement des effluents				-18 466 951		-18 466 951
	- Quote part des activités support affectées	-128 527 428	625 640	-127 901 788	-115 882 749	181 099	-115 701 650
	- Fonctions supports	-83 917 509		-83 917 509	-79 586 442		-79 586 442
	- Frais de siège	-44 609 919	625 640	-43 984 279	-36 296 307	181 099	-36 115 208
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	4 168 231 972		4 168 231 972	6 288 126 852		6 288 126 852
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	14,05		14,05	25,56		25,56
	- Consommations	-4 168 231 992		-4 168 231 992	-6 288 126 875		-6 288 126 875
	- Fioul						
	- Gasoil	-4 042 456 371		-4 042 456 371	-6 139 373 664		-6 139 373 664
	- Huile	-120 860 438		-120 860 438	-132 196 016		-132 196 016
	- Urée	-4 915 183		-4 915 183	-16 557 195		-16 557 195
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000		888 000	18 126 350		18 126 350
	- Coûts directs				-2 036 595		-2 036 595
	- Quote part des activités support affectées	-289 757		-289 757	-200 248	143	-200 106
	- Fonctions supports	-289 757		-289 757	-171 622		-171 622
	- Frais de siège				-28 626	143	-28 483
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES	1 078 581 853		1 078 581 853	1 372 249 760		1 372 249 760
	- Coûts sur revente energie	-962 466 289	500 964	-961 965 325	-1 249 620 989	-3 722 646	-1 253 343 635
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 865 775 347		1 865 775 347	1 231 820 432		1 231 820 432
	- Coûts directs	-1 829 800 513		-1 829 800 513	-1 222 411 399		-1 222 411 399
	- Quote part des activités support affectées	-65 431 186		-65 431 186	-49 277 502		-49 277 502
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	10 212 722 748		10 212 722 748	11 988 270 661		11 988 270 661
	MARGE AVANT IS	708 152 244	3 895 338	712 047 582	740 007 716	-30 203 117	709 804 600
	- I.S.	-273 202 624	-1 502 808	-274 705 432	-340 648 243	13 903 421	-326 744 823
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	434 949 620	2 392 530	437 342 150	399 359 473	-16 299 696	383 059 777
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	369 707 177	2 033 651	371 740 828	339 455 552	-13 854 742	325 600 810
	En % des produits	4%		4%	3%		3%

		Tahiti Nord 2022			Tahiti Nord 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
TRANSPORT							
T	PRODUIT AUTORISÉ :	1 129 610 445		1 129 610 445	1 143 567 011		1 143 567 011
	Par kWh xxx						
	- Redevance TEP	-1 129 610 445		-1 129 610 445	-1 143 567 010		-1 143 567 010
	MARGE AVANT IS				1		1
	- I.S.				0		0
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION				1		1
MARGE NETTE ACTIONNAIRE					0		0
En % des produits					0%		0%
DISPATCHING							
D1	PRODUIT AUTORISÉ :	92 443 967		92 443 967	94 804 576		94 804 576
	- UO UD1 : longueur des réseaux HTA -1	576		576	576		576
	- Forfait FD1	92 443 967		92 443 967	94 804 576		94 804 576
	COÛTS DU DISPATCHING	-180 023 343	430 182	-179 593 161	-191 291 724	125 278	-191 166 446
	- Conduite et Fonctionnement	-103 275 391		-103 275 391	-117 219 661		-117 219 661
	- AC	-209 518		-209 518	-621 263		-621 263
	- ACE	-12 623 046		-12 623 046	-19 743 889		-19 743 889
	- MO	-90 218 932		-90 218 932	-96 700 858		-96 700 858
	- AUTRES	-223 895		-223 895	-153 651		-153 651
	- 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 lissage	-1 243 493		-1 243 493	-1 243 493		-1 243 493
	- Quote part des activités support affectées	-67 212 579	430 182	-66 782 397	-64 536 690	125 278	-64 411 412
	- Fonctions supports	-36 539 379		-36 539 379	-39 428 104		-39 428 104
	- Frais de siège	-30 673 200	430 182	-30 243 018	-25 108 586	125 278	-24 983 308
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	18 970 893		18 970 893	20 058 256		20 058 256
	- Coûts directs				-1 240		-1 240
	- AC						
	- ACE				-1 240		-1 240
	- MO						
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-215 780		-215 780			
	- Fonctions supports	-215 780		-215 780			
	- Frais de siège						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISÉS	-397 289		-397 289	6 879 972		6 879 972
	- Coûts directs	397 289		397 289	-5 975 904		-5 975 904
	- AC	-579 575		-579 575	-4 065 861		-4 065 861
	- ACE	976 864		976 864	-542 506		-542 506
	- MO				-1 365 210		-1 365 210
	- AUTRES				-2 327		-2 327
	- Quote part des activités support affectées				-1 083 095		-1 083 095
SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING							
	TOTAL DES PRODUITS	111 017 571		111 017 571	121 742 804		121 742 804
	MARGE AVANT IS	-68 824 263	430 182	-68 394 081	-76 609 159	125 278	-76 483 881
	- I.S.	26 552 157	-165 963	26 386 194	35 265 545	-57 669	35 207 876
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	-42 272 107	264 219	-42 007 887	-41 343 614	67 609	-41 276 005
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-35 931 291	224 587	-35 706 704	-35 142 072	57 467	-35 084 604
	En % des produits	-32%		-32%	-29%		-29%

				Tahiti Nord 2022			Tahiti Nord 2023		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE									
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	1 774 296 684		1 774 296 684			1 847 519 697		1 847 519 697
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	1 548		1 548			1 553		1 553
	- Forfait FD2	-1 146 006		-1 146 006			1 189 780		1 189 780
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-1 546 376 586	-20 898 436	-1 567 275 022			-1 599 419 979	2 038 093	-1 597 381 886
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-998 794		-1 012 292			-1 030 007		-1 028 694
	- Maintenance	-676 246 268	-26 936 124	-703 182 392			-777 269 618		-777 269 618
	- AC	-44 038 532	-26 936 124	-70 974 656			-79 801 162		-79 801 162
	- ACE	-192 149 327		-192 149 327			-200 594 099		-200 594 099
	- MO	-440 815 077		-440 815 077			-495 524 699		-495 524 699
	- AUTRES	756 668		756 668			-1 349 658		-1 349 658
	- Conduite et Fonctionnement	-52 857 981	500 000	-52 357 981			-21 184 782		-21 184 782
	- AC	-24 935		-24 935					
	- ACE	-10 016 971		-10 016 971			-8 044 784		-8 044 784
	- MO	-3 020 165		-3 020 165			-1 981 013		-1 981 013
	- AUTRES	-39 795 910	500 000	-39 295 910			-11 158 985		-11 158 985
	- Amortissement des actifs de concession	-12 603 114		-12 603 114			-20 225 560		-20 225 560
	- Reprise Provision pour Renouvellement								
	- Dotation provision pour risque								
	- Reprise lissée caducité	617 423 854		617 423 854			617 423 854		617 423 854
	- Dotation amortissement biens au bilan	-580 721 513		-580 721 513			-585 487 946		-585 487 946
	- Dotation / reprise de lissage	-49 305 455		-49 305 455			-52 161 469		-52 161 469
	- Reprise provision pour risque								
	- Quote part des activités support affectées	-804 669 223	5 537 688	-799 131 535			-780 740 019	2 038 093	-778 701 926
	- Fonctions supports	-409 816 584		-409 816 584			-372 259 477		-372 259 477
	- Frais de siège	-394 852 639	5 537 688	-389 314 951			-408 480 542	2 038 093	-406 442 449
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	37 072 318		37 072 318			38 413 810		38 413 810
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	326 724 500		326 724 500			337 428 237		337 428 237
	- Coûts directs	-214 208 718		-214 208 718			-288 632 447		-288 632 447
	- AC	-127 839 534		-127 839 534			-170 542 328		-170 542 328
	- ACE	-89 437 747		-89 437 747			-113 931 637		-113 931 637
	- MO	-74 415 920		-74 415 920			-95 495 405		-95 495 405
	- AUTRES	77 484 483		77 484 483			91 336 923		91 336 923
	- Quote part des activités support affectées	-123 321 106	305 698	-123 015 408			-149 851 874	137 226	-149 714 648
	- Fonctions supports	-101 524 010		-101 524 010			-122 348 557		-122 348 557
	- Frais de siège	-21 797 096	305 698	-21 491 398			-27 503 317	137 226	-27 366 090
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	870 694 681		870 694 681			1 220 943 420		1 220 943 420
	- Coûts directs	-759 548 442		-759 548 442			-1 115 895 024		-1 115 895 024
	- AC	-272 207 628		-272 207 628			-303 532 349		-303 532 349
	- ACE	-336 915 529		-336 915 529			-614 107 502		-614 107 502
	- MO	-140 621 268		-140 621 268			-185 000 006		-185 000 006
	- AUTRES	-9 804 017		-9 804 017			-13 255 167		-13 255 167
	- Quote part des activités support affectées	-180 146 070		-180 146 070			-180 798 557		-180 798 557
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION									
	TOTAL DES PRODUITS	3 008 788 183		3 008 788 183			3 444 305 164		3 444 305 164
	MARGE AVANT IS	185 187 262	-20 592 739	164 594 523			109 707 282	2 175 319	111 882 601
	- I.S.	-71 444 589	7 944 606	-63 499 983			-50 501 626	-1 001 366	-51 502 992
	- IS report déficitaire 2021 / 2022								
	MARGE NETTE CONCESSION	113 742 673	-12 648 133	101 094 540			59 205 656	1 173 953	60 379 609
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	96 681 272	-10 750 913	85 930 359			59 205 656	1 173 953	60 379 609
	En % des produits	3%		3%			2%		2%

				Tahiti Nord 2022			Tahiti Nord 2023		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE									
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	11 192 657 039		11 192 657 039			13 069 484 412		13 069 484 412
	- Achat d'électricité d'origine thermique	7 267 477 548		7 267 477 548			9 366 074 119		9 366 074 119
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	2 139 007 528		2 139 007 528			1 686 745 336		1 686 745 336
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	400 963 558		400 963 558			401 612 177		401 612 177
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE	306 626 552		306 626 552			242 803 020		242 803 020
	- Autres revente à TSE/Tumaraa	1 078 581 853		1 078 581 853			1 372 249 760		1 372 249 760
	COUTS D'ACHAT	-11 192 657 039		-11 192 657 039			-13 069 553 063		-13 069 553 063
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-8 346 059 401		-8 346 059 401			-10 738 323 879		-10 738 323 879
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-2 435 512 227		-2 435 512 227			-1 922 100 311		-1 922 100 311
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHFP	-10 121 853		-10 121 853			-7 448 046		-7 448 046
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	GESTION ADMINISTRATIVE	-34 619 604	17 315	-34 602 289			-36 326 834	25 424	-36 301 410
	- Produits de la Redevance solaire								
	- Coûts de Fonctionnement	-9 255 222		-9 255 222			-3 953 808		-3 953 808
	- AC						-159 933		-159 933
	- ACE	-4 229 493		-4 229 493			-2 895 930		-2 895 930
	- MO	-5 186 487		-5 186 487			-878 548		-878 548
	- AUTRES	160 758		160 758			-19 397		-19 397
	- Quote part des activités support affectées	-25 364 382	17 315	-25 347 067			-32 373 026	25 424	-32 347 602
	- Fonctions supports	-24 129 800		-24 129 800			-27 277 400		-27 277 400
	- Frais de siège	-1 234 582	17 315	-1 217 267			-5 095 626	25 424	-5 070 201
GESTION DE CLIENTELE	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	42 497 336		42 497 336			68 100 750		68 100 750
	- Coûts directs	-26 609 801		-26 609 801			-41 713 648		-41 713 648
	- MO	-22 535 350		-22 535 350			-31 918 158		-31 918 158
	- Quote part des activités support affectées	-52 468 543	103 089	-52 365 454			-59 675 836	45 866	-59 629 969
	- Fonctions supports	-45 118 003		-45 118 003			-50 483 192		-50 483 192
	- Frais de siège	-7 350 540	103 089	-7 247 451			-9 192 643	45 866	-9 146 777
	PRODUIT AUTORISE	933 402 548		933 402 548			978 362 132		978 362 132
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	55 094		55 094			55 798		55 798
	- Forfait FC	-16 942,00		-16 942			17 534,00		17 534
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	58 532 178		58 532 178			54 910 658		54 910 658
ACTIVITES ANNEXES	- Frais de relance	32 412 128		32 412 128			28 613 388		28 613 388
	- Frais de perception de taxe	26 120 050		26 120 050			26 297 270		26 297 270
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-781 158 894	944 600	-780 214 294			-922 960 324	520 544	-922 439 781
	par UO : Nombre d'abonnés	-14 179		-14 162			-16 541		-16 532
	- Affranchissements	-74 224 063		-74 224 063			-72 455 870		-72 455 870
	- Fonctionnement	-278 138 017		-278 138 017			-339 341 935		-339 341 935
	- AC	-10 816 646		-10 816 646			-12 636 400		-12 636 400
	- ACE	-40 610 688		-40 610 688			-51 520 099		-51 520 099
	- MO	-218 612 175		-218 612 175			-206 418 616		-206 418 616
	- AUTRES	-8 098 508		-8 098 508			-68 766 820		-68 766 820
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE	- Quote part des activités support affectées	-428 796 814	944 600	-427 852 214			-511 162 520	520 544	-510 641 976
	- Fonctions supports	-361 444 162		-361 444 162			-406 833 642		-406 833 642
	- Frais de siège	-67 352 652	944 600	-66 408 052			-104 328 878	520 544	-103 808 334
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	35 349 585		35 349 585			45 802 420		45 802 420
	- Frais de coupure	35 349 585		35 349 585			45 802 420		45 802 420
	- Coûts directs	-13 899 812		-13 899 812			-9 331 584		-9 331 584
	- AC	-5 224 082		-5 224 082			-119 576		-119 576
	- ACE	-1 933 702		-1 933 702			-289 448		-289 448
	- MO	-7 213 334		-7 213 334			-8 442 825		-8 442 825
	- AUTRES	471 306		471 306			-479 735		-479 735
	- Quote part des activités support affectées	-10 443 498	34 405	-10 409 093			-15 822 435	12 132	-15 810 302
	- Fonctions supports	-7 990 311		-7 990 311			-13 390 845		-13 390 845
	- Frais de siège	-2 453 187	34 405	-2 418 782			-2 431 590	12 132	-2 419 458
	TOTAL DES PRODUITS	12 262 438 686		12 262 438 686			14 216 660 372		14 216 660 372
	MARGE AVANT IS	150 581 495	1 099 409	151 680 904			61 276 648	603 966	61 880 614
	- I.S.	-58 093 807	-424 148	-58 517 955			-28 207 520	-278 024	-28 485 544
	- IS report déficitaire 2021 / 2022								
	MARGE NETTE CONCESSION	92 487 688	675 261	93 162 949			33 069 128	325 942	33 395 070
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	78 614 535	573 972	79 188 507			28 108 759	277 051	28 385 809
	En % des produits	1%		1%			0%		0%

		Tahiti Nord 2022			Tahiti Nord 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production				9 810 234		9 810 234
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution	4 689 416		4 689 416	11 609 790		11 609 790
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	MARGE AVANT IS	4 689 416		4 689 416	21 420 024		21 420 024
	- I.S.	-1 809 160		-1 809 160	-9 860 294		-9 860 294
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	2 880 256		2 880 256	11 559 730		11 559 730
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	2 448 218		2 448 218	9 825 771		9 825 771
	En % des produits						
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	-105 827 761		-105 827 761	-172 082 000		-172 082 000
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	97 627 044		97 627 044	172 082 000		172 082 000
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	8 200 717		8 200 717			
	MARGE AVANT IS						
	- I.S.				0		0
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION						
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE						
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	18 277 379 887		18 277 379 887	20 025 560 157		20 025 560 157
	TOTAL DES CHARGES (**)	-17 297 593 734	-15 167 809	-17 312 761 543	-19 169 757 645	-27 298 553	-19 197 056 198
	MARGE AVANT IS	979 786 153	-15 167 809	964 618 344	855 802 512	-27 298 553	828 503 959
	- I.S.	-377 998 023	5 851 687	-372 146 336	-393 952 139	12 566 361	-381 385 778
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION	601 788 130	-9 316 122	592 472 008	461 850 374	-14 732 192	447 118 182
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	511 519 911	-7 918 704	503 601 207	392 572 818	-12 522 363	380 050 454
	En % des produits	3%		3%	2%		2%

(*) : voir les postes de "Fourniture" à ne pas prendre en compte

(**) de ces postes doivent être retirés les R.A. hydro des marquises et solaire Makatea (et les revente d'hydro à TSE si on ne regarde que les charges "Processus" sans les reventes d'énergie)

4.3.4. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : - 30 MF**
 - - 12 MF de charges relatives à l'avarie du G2P
 - - 8 MF de charges relatives à l'avarie du G7P
 - - 7 MF de charges relatives à l'avarie du G3P
 - - 4 MF de charges relatives à l'avarie du G8P
 - - 1 MF de charges relatives à l'avarie du G5P
 - + 2 MF de reprises de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumises à cotisations (en frais de siège).
- **Distribution : + 2 MF**
 - + 2 MF de reprises de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumises à cotisations (en frais de siège).
- **Fourniture : +1 MF**
 - + 1 MF de reprises de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).

4.3.4.2 Commentaires sur la variation entre 2022 et 2023 des éléments récurrents :

A. Commentaires sur la variation des produits : +1 748 MF

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

Ce poste augmente de **+1 732 MF**

Les ventes d'énergie à d'autres concessions augmentent de **+230 MF** :

- + 294 MF au titre de la production thermique
- - 64 MF au titre de la production hydraulique

La variation des autres produits qui diminuent de **- 214 MF** est principalement expliquée par :

- **Production : - 617 MF**
 - - 634 MF sur les travaux immobilisés dont :
 - - 1 250 MF relatif à l'acquisition du générateur virtuel Putu uira réalisée en 2022
 - + 270 MF de révision 24000h du groupe G1
 - + 275 MF d'acquisition de panoplies de pièces PC4 en 2023
 - - 65 MF de travaux de renouvellement du système de climatisation et traitement de l'air en 2022
 - + 175 MF de travaux de renouvellement de la tour G1P
 - - 116 MF relatif au renouvellement d'un alternateur
 - + 40 MF de révision 6000h du groupe G2
 - + 40 MF de coût d'approvisionnement d'un alternateur
 - - 4 MF d'autres investissements de renouvellement
 - + 17 MF sur les travaux vendus.

- **Dispatching : + 8 MF**
 - + 7 MF sur les travaux immobilisés
 - + 1 MF sur les travaux vendus
- **Distribution : + 362 MF**
 - + 350 MF sur les travaux immobilisés lié à la hausse des travaux de renouvellement du réseau Tahiti Nord dont :
 - + 61 MF de renouvellement de postes sources et postes DP
 - + 176 MF de travaux de réseaux HT/BT
 - + 113 MF de renouvellement de branchements et comptages
 - + 12 MF sur les travaux vendus
- **Fourniture : + 32 MF**
 - + 26 MF sur les études et raccordement d'installations solaires
 - + 10 MF au titre des travaux vendus
 - - 4 MF sur les produits de relance

B. Commentaires sur la variation des charges : +1 872 MF

- **Production : + 1 744 MF**
 - + 2 120 MF au titre des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...).
 - + 287 MF au titre des coûts de production thermique « revendus » à la concession du Sud.
 - + 2 MF au titre des travaux vendus
 - - 624 MF au titre de la réalisation d'immobilisations dont :
 - - 1 250 MF relatif à l'acquisition du générateur virtuel Putu uira réalisée en 2022
 - + 270 MF de révision 24000h du groupe G1
 - + 275 MF d'acquisition de panoplies de pièces PC4 en 2023
 - - 65 MF de travaux de renouvellement du système de climatisation et traitement de l'air en 2022
 - + 175 MF de travaux de renouvellement de la tour G1P
 - - 116 MF relatif au renouvellement d'un alternateur
 - + 40 MF de révision 6000h du groupe G2
 - + 40 MF de coût d'approvisionnement d'un alternateur
 - - 7 MF d'autres investissement de renouvellement
 - + 10 MF au titre de la maintenance des centrales et la conduite et fonctionnement dont :
 - - 65 MF au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - + 17 MF au titre des frais de siège
 - + 39 MF relatif à la dotation pour provision de démantèlement de la centrale Vairaatoa
 - - 10 MF liés au stock (dotation / reprise de provisions pour dépréciation de stock et pertes et profits)
 - + 15 MF sur les charges calculées
 - + 16 MF de charges de maintenance préventive des conteneurs pour Putu Uira
 - + 8 MF de dotation aux provisions pour risques d'un dépôt de garantie
 - - 10 MF lié aux travaux d'entretien des filières et centrales
 - des loyers de défiscalisation pour +83 MF compensés par des transferts de charges pour -83 MF
 - - 52 MF au titre de la maintenance des moteurs dont :

- - 95 MF liés aux révisions des groupes
 - + 18 MF au titre du vidage des boues et traitement des effluents
 - - 8 MF au titre des frais de siège
 - + 34 MF de fonctions support
 - - 1 MF au titre des autres coûts
- **Transport : + 14 MF**
- **Dispatching : +18 MF**
 - + 11 MF au titre de la conduite et fonctionnement du dispatching
 - + 7 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés
- **Distribution : + 511 MF**
 - + 357 MF sur les travaux immobilisés lié à la hausse des travaux de renouvellement du réseau Tahiti Nord dont :
 - + 34 MF de renouvellement de postes sources et postes DP
 - + 209 MF de travaux sur réseaux HT/BT
 - + 114 MF de renouvellement de branchements et comptages
 - + 53 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 16 MF au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - + 14 MF au titre des frais de siège
 - + 8 MF sur les charges calculées
 - +17 MF liés au stock (dotation / reprise de provisions pour dépréciation de stock et pertes et profits)
 - +8 MF d'entretien des réseaux
 - -9 MF d'autres coûts
 - + 101 MF au titre des travaux vendus dont :
 - + 47 MF lié aux travaux de rénovation d'éclairage public
 - + 47 MF lié aux travaux de branchement
 - + 20 MF lié aux travaux de dépannage et d'extension du réseau
 - - 21 MF au titre des travaux de déplacement de réseaux
 - - 13 MF lié à la baisse des travaux vendus à TSE (renouvellement des poteaux et entretien préventif du réseau SUD)
 - + 26 MF au titre des frais de siège et fonctions supports affectées
 - - 5 MF au titre des autres travaux vendus
 - **Fourniture : + 167 MF (hors achat énergie thermique à la production EDT)**
 - + 142 MF au titre du coût de l'interface clientèle dont
 - + 33 MF au titre des coûts de main d'œuvre et fonctions supports
 - - 2 MF sur les coûts d'affranchissements
 - + 37 MF au titre des frais de siège
 - + 58 MF sur les provisions des créances clients et des pertes sur créances irrécouvrables
 - + 4 MF relatif aux frais de gardiennage
 - + 12 MF au titre des autres coûts
 - + 22 MF au titre des études et raccordements des auto-producteurs solaires
 - + 2 MF au titre de la gestion administrative du solaire
 - + 1 MF au titre des travaux vendus

- **Achat des énergies renouvelables : - 515 MF**
 - - 513 MF au titre des achats d'origine hydraulique Marama Nui
 - - 3 MF au titre des achats d'origine hydraulique CHPP
 - + 1 MF au titre des achats d'origine solaire
- **Financier : - 66 MF** suite à la diminution du compte courant du concessionnaire et à l'impact de l'augmentation des taux d'intérêts sur le poste « R.A. financier » et donc les charges associées.

C. Commentaires sur la variation de la marge : - 124 MF

La marge récurrente diminue de 124 MF impactée principalement par :

- Une hausse de 1 732 MF du produit autorisé ;
- Une baisse de 452 MF au titre des achats d'électricité d'origine hydraulique et solaire ;
- Une hausse de 2 120 MF sur les matières consommées ;
- Une baisse des coûts de 56 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la Production (hors charges calculées) ;
- Une perte de 80 MF sur la marge avant IS des activités annexes ;
- Une hausse de 66 MF sur les produits financiers.
- Une baisse de 2 MF sur les autres produits ;
- Une hausse des coûts de 46 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la Distribution (hors charges calculées) ;
- Une hausse des coûts de 142 MF au titre du fonctionnement de la Clientèle ;
- Une hausse des coûts de 11 MF au titre de la maintenance et fonctionnement du Dispatching ;
- Une hausse de 14 MF au titre du coût du transport TEP ;
- Une hausse de 7 MF sur la marge avant IS au titre de la revente d'énergie ;
- Une hausse des coûts de 22 MF au titre des charges calculées ;

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

L'avenant 17 du 29 décembre 2015 réforme en profondeur le mode de rémunération du concessionnaire lequel n'est plus rémunéré par un Tarif mais par un revenu autorisé spécifique par activité et concession.

Ce nouveau mode de rémunération n'a cependant été rendu applicable qu'à partir de l'exercice 2020 avec la signature de l'avenant 18b au contrat de concession lequel introduisait également un mécanisme de plafonnement du résultat global des concessions gérées par EDT, hors activités annexes et produits accessoires.

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 FCFP (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 FCFP (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 FCFP (cent trente millions de francs CFP) du Résultat de Référence, toute somme excédentaire est déduite du « RA » de l'année suivante ;
- Toute somme excédentaire (retraite 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 2023

Pour l'ensemble des concessions gérées par EDT, suite aux sorties de concessions, le plafond 2023 est de 570 773 800 F CFP après IS. Le résultat soumis au plafonnement réalisé sur l'exercice s'élève à 490 723 556 F CFP après IS, il est donc inférieur au plafond.

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 ».

$$\begin{array}{rcll} \text{Revenu Autorisé} & = & RE & + & CE & - & \text{Plafonnement N-1} \\ 15.368.023.072 & = & 5.847.971.696 & + & 9.520.051.376 & - & 0 \end{array}$$

Le revenu autorisé hors plafonnement N-1 est en hausse de 1 731 959 139 XPF par rapport à 2022

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	107 556	108 305	0,7%	22 406	23 029	2,8%	2 409 899 736	2 494 155 845	3,5%
Nb de kWh produits	296 567 626	246 009 182	-17,0%	2,696	2,821	4,6%	799 546 320	693 991 902	-13,2%
Ajustement TAC Avenant 18b							-110 200 480	-110 200 480	
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA	575,7	575,7		92 443 967	94 804 576	2,6%	92 443 967	94 804 576	2,6%
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	1 548,2	1 552,825	0,3%	1 146 006	1 189 780	3,8%	1 774 296 684	1 847 519 697	4,1%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	55 094,0	55 798	1,3%	16 942	17 534	3,5%	933 402 548	978 362 132	4,8%
RE - "Forfaits"							5 899 388 775	5 998 633 672	1,7%
Résultat financier							-105 827 761	-172 082 000	62,6%
Partage des gains de rendement							4 689 416	21 420 024	
RE (Revenu de l'exploitation)							5 798 250 430	5 847 971 696	0,9%

4.4.1.2 Coûts d'Énergie (CE)

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

$$CE = CUHPTF + E + T$$

- ➔ *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.*

		2022			2023		
		Qté	Prix	XPF	Qté	Prix	XPF
Carburant : GO	C	62 479 712	64,70	4 042 456 351	72 516 639	84,66	6 139 373 641
Carburant : Fuel	C	0	0	0	0	0	0
Urée	U			4 915 183			16 557 195
Huiles	H	348 046	347,25	120 860 438	337 134	392,12	132 196 016
Energie achetée Hydro	E	168 649 208	12,68	2 139 007 528	130 272 304	12,95	1 686 745 336
Energie achetée Solaire	E	16 442 827	24,39	400 963 558	17 813 271	22,55	401 612 177
Prod ENR EDT							
Transport	T	409 692 942	2,76	1 129 610 445	415 085 261	2,76	1 143 567 011
CE Total				7 837 813 503			9 520 051 376

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 02/2023	95,18	Arrêté 94 CM 26 janvier 2023
Acpt 03/2023	95,18	Arrêté 261 CM 23 février 2023
Acpt 04/2023	95,18	Arrêté 522 CM 29 mars 2023
Acpt 05/2023	95,18	Arrêté 751 CM 26 avril 2023
Acpt 06/2023	95,18	Arrêté 831 CM 10 mai 2023
Acpt 07/2023	95,18	Arrêté 935 CM 28 juin 2023
Acpt 08/2023	60	Arrêté 1265 CM 26 juillet 2023
Acpt 09/2023	60	Arrêté 1475 CM 30 août 2023
Acpt 10/2023	60	Arrêté 1712 CM 27 septembre 2023
Acpt 11/2023	60	Arrêté 1922 CM 26 octobre 2023
Acpt 12/2023	60	Arrêté 2149 CM 29 novembre 2023

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	
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.

		Tahiti Nord								
		2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	14 212 128 390	13 455 238 374	15 015 226 291	15 198 662 372	15 475 281 072	14 022 263 792	14 089 892 126	14 417 770 195	14 920 683 705
Péréquation	B	n/a	n/a	n/a	n/a	-2 370 400 086	-2 215 095 727	-2 193 696 071	n/a	-2 477 746 396
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	n/a	13 104 880 986	11 807 168 065	11 896 196 055	n/a	12 442 937 309
Ecart RA/(CA+péréquation)		1 155 894 682	180 825 559	-2 257 325 127	-2 517 920 889	n/a	n/a	543 563 105	-2 756 372 455	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		15 368 023 072	13 636 063 933	12 757 901 164	12 680 741 483	13 367 980 270	12 919 694 065	12 439 759 160	-2 756 372 455	12 442 937 309
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-543 563 105	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	350 909 308	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA				-49 672 102						
Produits comptabilisés		15 368 023 072	13 636 063 933	12 708 229 062	12 680 741 483	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 Annexe détail des charges d'énergie

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2023	Réalisé 2022
Nombre de kWh vendus Tahiti Nord	415 085 261	409 692 942
<u>Rendement électrique (kWh) Energie vendue / Energie produite et achetée</u>	92,0%	92,5%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	937 754	1 005 973
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	2 545 901	2 916 186
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh	1 779 379	1 675 438
Achat Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	12 398 324	10 681 111
Achat electra 40F/kWh	151 913	164 120
Total Production Photovoltaïque	17 813 271	16 442 827
Achat hydro Marama Nui Vaite	6 360 327	10 286 194
Achat hydro Marama Nui Vaihiria	13 794 532	18 332 325
Achat hydro Marama Nui Faatautia	24 353 621	29 470 947
Achat hydro Marama Nui Titaaviri	14 913 441	17 270 209
Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	50 495 550	65 739 001
Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	19 820 222	26 821 881
Achat production hydro CHPP et SPEA	534 611	728 652
Total Production Hydro	130 272 304	168 649 208
Total achat production EnR	148 085 575	185 092 036
% répartition production Punaruu	97,0%	97,4%
% répartition production Vairaatoa	3,0%	2,6%
Production brute thermique Punaruu	293 834 671	251 264 981
Production brute thermique Vairaatoa	9 021 463	6 658 276
Total production thermique (sortie alternateur)	302 856 135	257 923 257
Total production thermique NETTE	290 070 435	246 009 182
Total Achat energie (EDT et autres) en kWh	450 941 710	443 015 292
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique Punaruu (en réalisé global punaruu)	0,239	0,241
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa TAC	0,413	0,437
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa - Groupe	0,274	0,286
Fioul Centrale thermique Punaruu	0,239	0,241
<u>Stock Matières Premières GO volume</u>		
Stock Initial	3 500 593	4 028 281
achat Matière premiere	73 026 102	61 953 885
stock Final	4 010 056	3 502 454
consommation Matière 1iere	72 516 639	62 479 712
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,239	0,242

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2023	Réalisé 2022
<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	84,662 F	64,700 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaite	12,65 F	12,34 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaihiria	10,18 F	9,94 F
Prix Achat hydro Marama Nui Faatautia	10,25 F	9,99 F
Prix Achat hydro Marama Nui Titaaviri	13,81 F	13,49 F
Prix Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	14,08 F	13,77 F
Prix Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	14,36 F	13,98 F
Achat production hydro CHPP	12,08 F	12,07 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
Prix de l'éolien	14,50 F	14,50 F
<u>Coût de l'énergie achetée ou consommée en XPF</u>		
<u>Stock Matières Premières GO XPF</u>		
Stock Initial	322 994 393	209 321 898
achat Matière première	6 053 837 672	4 156 300 519
stock Final	237 458 424	323 166 066
Consommation GO XPF	6 139 373 641	4 042 456 351
Huile	132 196 016	120 860 438
Urée	16 557 195	4 915 183
(CUHPF) Combustible, urée, huiles ...	6 288 126 852	4 168 231 972
Hydro Marama Nui Vaite	80 399 336	126 869 636
Hydro Marama Nui Vaihiria	140 393 099	182 009 880
Hydro Marama Nui Faatautia	249 340 517	294 121 545
Hydro Marama Nui Titaaviri	205 746 912	232 686 176
Hydro Marama Nui Haute Papenoo	710 578 437	904 331 454
Hydro Marama Nui moyenne Papenoo	284 435 250	374 584 779
Hydro CHPP	6 447 412	8 787 544
Hydroélectricité - Avec TVA sociale 1%	1 686 745 336	2 139 007 528
Photovoltaïque - Avec TVA sociale 1%	401 612 177	400 963 558
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 088 357 513	2 539 971 086
Transport TEP - Avec TVA sociale 1%	2,76	2,76
(T) Cout total transport en XPF	1 143 567 011	1 129 610 445

(*) Tahiti Nord	2023
<u>Production</u>	Total
Production thermique brute (kWh)	302 856 135
Vairaatoa	9 021 463
Punaruu	293 834 671
Auxiliaires et soutirages Vai	651 492
Auxiliaires et soutirages Pun	12 134 208
Pertes auxiliaires centrales	4,2%
Production th nette (kWh)	290 070 435

Production thermique nette (kWh) - Punaruu	281 700 463
Production thermique nette (kWh) - Vairaatoa	8 369 972

(**) Gasoil 2023 volume	Punaruu	Vairaatoa	Total
Stock initial	3 351 985	148 608	3 500 593
Achats	69 923 109	3 102 993	73 026 102
Stock final	3 926 748	83 308	4 010 056
Consommation matière première	69 348 346	3 168 293	72 516 639

(***) Gasoil 2023 FCFP	Punaruu	Vairaatoa	Total
Stock initial	309 310 566	13 683 827	322 994 393
Achats	5 808 337 324	245 500 348	6 053 837 672
Stock final	232 573 248	4 885 176	237 458 424
Consommation matière première	5 885 074 642	254 298 999	6 139 373 641

4.5.2 Annexe Détail de la production thermique Tahiti

				Tahiti 2023			Tahiti Nord 2023			Secosud 2023		
				Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE												
P1	PRODUIT AUTORISÉ : Rémunération de la puissance maximale autorisée			2 299 699 256		2 299 699 256	2 299 699 256		2 299 699 256			
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée 2022			123 533		123 533	107 556		107 556			
	- Forfait FP1 2023			22 406		22 406	22 406		22 406			
	Facturation P1 autres distributeurs			363 360 960		363 360 960						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE			-2 148 630 719	3 180 017	-2 145 450 702	-1 870 740 010	2 768 733	-1 867 971 276	-277 890 709	411 284	-277 479 425
	- Maintenance			-563 408 489	-1 523 412	-564 931 901	-490 540 693	-1 326 383	-491 867 076	-72 867 796	-197 029	-73 064 825
	- AC			-81 693 077	-14 339 675	-96 032 752	-71 127 396	-12 485 069	-83 612 465	-10 565 681	-1 854 606	-12 420 287
	- ACE			-164 416 812	-288 707	-164 705 519	-143 152 151	-251 367	-143 403 518	-21 264 661	-37 340	-21 302 001
	- MO			-385 188 943		-385 188 943	-335 370 969		-335 370 969	-49 817 974		-49 817 974
	- AUTRES			67 890 343	13 104 970	80 995 313	59 109 823	11 410 054	70 519 876	8 780 520	1 694 916	10 475 437
	- Conduite et Fonctionnement			-254 797 822		-254 797 822	-221 843 836		-221 843 836	-32 953 986		-32 953 986
	- AC			-2 923 055		-2 923 055	-2 545 005		-2 545 005	-378 050		-378 050
	- ACE			-142 220 705		-142 220 705	-123 826 752		-123 826 752	-18 393 953		-18 393 953
	- MO			-8 149 815		-8 149 815	-7 095 768		-7 095 768	-1 054 047		-1 054 047
	- AUTRES			-101 504 247		-101 504 247	-88 376 311		-88 376 311	-13 127 936		-13 127 936
	- Amortissement des actifs de concession			-585 483 783		-585 483 783	-509 760 904		-509 760 904	-75 722 879		-75 722 879
	- Dot. Amortissement Technique											
	- Dot. Amortissement Caducité											
	- Dot. Provision pour Renouvellement											
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles											
- Reprise Provision pour Renouvellement												
- Dotation provision pour risque												
- Charge lissée sur biens financés			-587 489 108		-587 489 108	-511 506 873		-511 506 873	-75 982 235		-75 982 235	
- Charge lissée de renouvellement			2 005 325		2 005 325	1 745 969		1 745 969	259 356		259 356	
- Quote part des activités support affectées			-744 940 625	4 703 429	-740 237 196	-648 594 577	4 095 117	-644 499 460	-96 346 048	608 313	-95 737 736	
- Fonctions supports			-409 572 943		-409 572 943	-356 601 292		-356 601 292	-52 971 651		-52 971 651	
- Frais de siège			-335 367 682	4 703 429	-330 664 253	-291 993 285	4 095 117	-287 898 168	-43 374 398	608 313	-42 766 085	

		Tahiti 2023			Tahiti Nord 2023			Secosud 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
Charges variables de production	P2									
	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	799 546 320		799 546 320	799 546 320		799 546 320			
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2022	338 934 138		338 934 138	296 567 626		296 567 626			
	- Forfait FP2 2023	2,696		2,696	2,696		2,696			
	Facturation P2 autres distributeurs	117 741 038		117 741 038						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-694 706 482	715 321	-693 991 161	-607 610 757	625 640	-606 985 116	-87 095 725	89 680	-87 006 045
	- Maintenance	-547 755 763		-547 755 763	-479 083 329		-479 083 329	-68 672 434		-68 672 434
	- AC	-282 259 340		-282 259 340	-246 872 335		-246 872 335	-35 387 005		-35 387 005
	- ACE	-89 451 649		-89 451 649	-78 237 048		-78 237 048	-11 214 601		-11 214 601
	- MO	-128 689 904		-128 689 904	-112 555 982		-112 555 982	-16 133 922		-16 133 922
	- AUTRES (provision rév groupes...)	-47 354 870		-47 354 870	-41 417 965		-41 417 965	-5 936 905		-5 936 905
	- Traitement des effluents									
Matières consommées	- Quote part des activités support affectées	-146 950 719	715 321	-146 235 398	-128 527 428	625 640	-127 901 788	-18 423 291	89 680	-18 333 610
	- Fonctions supports	-95 946 355		-95 946 355	-83 917 509		-83 917 509	-12 028 846		-12 028 846
	- Frais de siège	-51 004 364	715 321	-50 289 043	-44 609 919	625 640	-43 984 279	-6 394 444	89 680	-6 304 764
	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	4 168 231 972		4 168 231 972	4 168 231 972		4 168 231 972			
	Facturation autres distributeurs	597 479 855		597 479 855						
	- Consommations	-4 765 711 847		-4 765 711 847	-4 168 231 992		-4 168 231 992	-597 479 855		-597 479 855
	- Fioul									
	- Gasoil	-4 621 907 383		-4 621 907 383	-4 042 456 371		-4 042 456 371	-579 451 012		-579 451 012
	- Huile	-138 184 732		-138 184 732	-120 860 438		-120 860 438	-17 324 294		-17 324 294
	- Urée	-5 619 732		-5 619 732	-4 915 183		-4 915 183	-704 549		-704 549
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000		888 000	888 000		888 000			
	- Coûts directs									
	- Quote part des activités support affectées	-289 757		-289 757	-289 757		-289 757			
	- Fonctions supports	-289 757		-289 757	-289 757		-289 757			
	- Frais de siège									
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES				1 078 581 853		1 078 581 853			
	- Coûts sur revente energie				-962 466 289	500 964	-961 965 325			
	MARGE AVANT IS				116 115 564	500 964	116 616 528			
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 865 775 347		1 865 775 347	1 865 775 347		1 865 775 347			
	- Coûts directs	-1 829 800 513		-1 829 800 513	-1 829 800 513		-1 829 800 513			
	- AC	-992 821 697		-992 821 697	-992 821 697		-992 821 697			
	- ACE	-729 493 416		-729 493 416	-729 493 416		-729 493 416			
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE	- MO	-108 088 352		-108 088 352	-108 088 352		-108 088 352			
	- Quote part des activités support affectées	-65 431 186		-65 431 186	-65 431 186		-65 431 186			
	TOTAL DES PRODUITS	10 212 722 748		10 212 722 748	10 212 722 748		10 212 722 748			
	MARGE AVANT IS	708 152 244	3 895 338	712 047 582	708 152 244	3 895 338	712 047 582			
	- I.S.	-273 202 624	-1 502 808	-274 705 432	-273 202 624	-1 502 808	-274 705 432			
	MARGE NETTE	434 949 620	2 392 530	437 342 150	434 949 620	2 392 530	437 342 150			

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.

	2022	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2023
VB concessionnaire	19 650 230 024		440 190 724	-236 835 524	19 853 585 224
VB tiers & concédant	2 846 746 928		78 438 485		2 925 185 413
Immo incorporelles	0				0
Production	22 496 976 952	0	518 629 209	-236 835 524	22 778 770 637
VB concessionnaire	20 699 214 721	0	446 181 051	-88 404 816	21 056 990 956
VB tiers & concédant	4 106 500 987	0	83 845 068	-47 515 141	4 142 830 914
Immo incorporelles					0
Distribution	24 805 715 708	0	530 026 119	-135 919 957	25 199 821 870
Total	47 302 692 660	0	1 048 655 328	-372 755 481	47 978 592 507

Production

(1) Détail des acquisitions de production :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
GENERATEUR VIRTUEL PRODUC		GROUPE	78 438 485	0%	-	78 438 485
GP2515-RENV CENTRIFUGE FIOUL FL8	400000116539	COMBUSTIBLE	23 915 465	0%	-	23 915 465
GP2543-RENV POMPE BRASSAGE EAU SURCHAUFFEE G4P	400000116541	EAU	812 062	0%	-	812 062
GP2514-RENV CENTRIFUGEUSE FIOUL FL7	400000116542	COMBUSTIBLE	25 504 948	0%	-	25 504 948
GP2557 - RENV LINER CUVE EAU INCENDIE PAPATI	400000116547	SECURITE	3 417 456	0%	-	3 417 456
G22000-PIECES REPARABLES PC4-2 PUNARUU	400000116538	PIECES GROUPE	68 272 108	100%	68 272 108	-
GP2549 - AUTOMISATION SCR PHASE 1	400000116540	COMBUSTIBLE	2 410 608	0%	-	2 410 608
GP2510-RENV SYSTEME AVR G4P	400000116544		15 025 718	0%	-	15 025 718
G22007 - REVISION R6000 G3P	400000116545	GROUPE	26 011 132	100%	26 011 132	-
GP2547 - RENV LOCAL INCENDIE PAPATI	400000116546	SECURITE	30 025 721	0%	-	30 025 721
GP2526 - RENV SYSTEME CLIMT* ET TRAITEMT DE L'AIR	400000116543		124 322 452	0%	-	124 322 452
Alternateur G6P	400000116555	ENERGIE	120 473 054	0%	-	120 473 054
Acquisition			518 629 209		94 283 240	424 345 969

(2) Détail des cessions de production :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute
AN CONSTRUCT.PUNARUU 2021TAHITI RENOUV 2021	4000000000179	BATIMENT	80 729 886
A.N FILIERE PUNARUU	4000000000239	FILIERES	66 657 959
GROUPE G6P WARTSILA 18V46	4000000000405	GROUPE	89 447 679
Cessions			236 835 524

Distribution

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13		446 181 051		80 659 227	365 521 824
CHANTIERS TIERS		83 845 068	100,00%	83 845 069	-
TOTAL FINANCEMENT TIERS		83 845 068		83 845 069	-
TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION		530 026 119		164 504 296	365 521 824

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

Production, inventaire des biens gérés

En MF

NATURE	Puissance en MW	date de mise en service	heure de marche 12/2023	Valeur Brute d'origine - MF	Amortissement économique	Valeur nette économique
Terrain				945	412	532
Bâtiment				2 406	1 792	614
G1P	12,6	01/01/1986	160 530	1 027	1 027	0
G2P	13,7	01/01/1988	166 058	1 278	1 114	165
G3P	13,1	01/01/1989	167 685	1 259	1 076	182
G4P	13,7	01/01/1994	135 772	1 442	1 371	70
G5P	17,00	01/05/2003	98 863	1 182	950	232
G6P	17,00	01/05/2003	96 155	1 226	821	405
G7P	17,00	22/12/2008	66 212	1 187	718	469
G8P	17,00	22/12/2008	67 937	1 203	728	474
GS				191	123	68
Pièces sécurité et reconditionnées				666	382	284
Filières				4 451	2 548	1 903
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)				18 462	13 063	5 399
Terrain						
Bâtiment				404	404	0
G2V	HS	01/01/1995	123 581	199	199	0
G3V	7,40	01/01/1995	140 244	193	193	0
TAC	9,6	17/10/2007	8 807	816	529	287
GS				12	12	0
Pièces sécurité et reconditionnées				50	50	0
Filières				807	807	0
TOTAL CENTRALE VAIRAATO				2 482	2 194	287
Putu Uira (2023 écart sur FNP)		31/12/2023		78	0	78
Putu Uira		23/12/2022		1 725	117	1 607
Autres				32	31	1
TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD				1 836	148	1 687
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION				22 779	15 406	7 373

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

Distribution : inventaire des biens gérés

Coût en MF	VO au 31/12/2023		Amortissement économique	Valeur nette économique
composants	Qté			
postes cabines		1 402	735	667
enveloppes	1 067	730	460	270
transformateur	489	496	257	238
autres	7 240	176	18	158
postes aériens		444	304	140
transformateur	480	409	283	126
armement poste	1 472	35	21	14
poste source	10 961	2 207	1 316	891
organes de coupure aérien		121	83	39
IAT	323	70	43	27
IAM	710	51	40	12
télécommandes	1 295	70	34	35
réseau aérien		9 091	5 699	3 392
poteaux BT	19 431	2 177	1 022	1 155
poteaux HT	5 170	1 678	907	771
câbles aériens BT	966 029	1 394	1 243	151
câbles aériens HT	192 470	304	253	51
armements autres (PND)	768 213	3 539	2 274	1 265
réseau souterrain	1 218 021	6 715	2 535	4 180
comptages		4 036	2 563	1 473
monophasés	547 240	3 518	2 301	1 217
triphasés	35 280	309	183	126
ZMD	10 390	150	54	96
solaires monophasés	13 668	33	13	20
solaires triphasés	2 169	20	8	11
solaires ZMD	50	0	0	0
prépaiement	820	6	3	3
autres distribution	36 819	930	492	438
dispatching	555	100	60	40
S/Total		25 116	13 820	11 296
Financements tiers 2023 non encore éclatés par composant		84		
Total		25 200		

Afin de faire bénéficier les clients d'une baisse des charges annuelles récurrentes de 600 MF, 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'indiqué 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,
- A 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
- A 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 s'est fait 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 décomposables 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 l'article 14.

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	302340	14A1 LC 0313/MEF/SDE PAEA M. BERNADINI VINCENT	103 804	103 804	-
00	229410	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	100 000	100 000	-
00	228670	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	100 000	100 000	-
00	227720	14A1 LC 1222/MEF/SDE MAHINA - MME FAUFAARI DJAVELI	142 538	142 538	-
00	117070	14A1 LC 1870/MEF/SDE MAHINA QT TAUMOA MADAME MAE L	100 000	100 000	-
00	307420	14A1 LC 538/MEF/SDE PAPARA MME TEINOARE TETUAROURU	110 605	110 605	-
00	219070	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPARA MME TUNOA VAIMITI	100 000	100 000	-
00	224510	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	388 835	388 835	-
00	D22099	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	1 469 964	-	1 469 964
00	D23001	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	6 442 846	-	6 442 846
00	218260	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	100 000	100 000	-
00	D23021	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	3 227 559	-	3 227 559
00	228670	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	61 153	61 153	-
00	228670	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	65 045	65 045	-
00	227720	14A1 LC 1222/MEF/SDE MAHINA - MME FAUFAARI DJAVELI	49 066	49 066	-
00	117070	14A1 LC 1870/MEF/SDE MAHINA QT TAUMOA MADAME MAE L	17 045	17 045	-
00	117070	14A1 LC 1870/MEF/SDE MAHINA QT TAUMOA MADAME MAE L	47 660	47 660	-
00	117070	14A1 LC 1870/MEF/SDE MAHINA QT TAUMOA MADAME MAE L	65	65	-
00	219060	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	59 082	59 082	-
00	219060	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	27 835	27 835	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	515 843	515 843	-
00	307420	14A1 LC 538/MEF/SDE PAPARA MME TEINOARE TETUAROURU	110 774	110 774	-
00	307420	14A1 LC 538/MEF/SDE PAPARA MME TEINOARE TETUAROURU	97 427	97 427	-
00	229410	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	744 656	744 656	-
00	219070	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPARA MME TUNOA VAIMITI	252 773	252 773	-
00	219070	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPARA MME TUNOA VAIMITI	255 840	255 840	-
00	224510	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	569 744	569 744	-
00	224510	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	875 527	875 527	-
00	224510	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	717 390	717 390	-
00	224510	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	1 447 965	1 447 965	-
00	302340	14A1 LC 0313/MEF/SDE PAEA M. BERNADINI VINCENT	1 080 525	1 080 525	-
00	228670	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	33 075	33 075	-
00	227720	14A1 LC 1222/MEF/SDE MAHINA - MME FAUFAARI DJAVELI	35 360	35 360	-
00	117070	14A1 LC 1870/MEF/SDE MAHINA QT TAUMOA MADAME MAE L	310 000	310 000	-
00	117070	14A1 LC 1870/MEF/SDE MAHINA QT TAUMOA MADAME MAE L	15 000	15 000	-
00	307420	14A1 LC 538/MEF/SDE PAPARA MME TEINOARE TETUAROURU	634 838	634 838	-
00	218260	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	500 000	500 000	-
00	D23001	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	115 000	-	115 000
00	D23001	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	14 000	-	14 000
00	D23001	14A1 LC 844/MEF/SDE PAPARA RTE CARRIERE MME PUJOL	34 500	-	34 500
00	228670	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	120 557	120 557	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	120 557	120 557	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	120 557	120 557	-
00	228670	14A1 LC 1155/MEF/SDE ARUE DOMAINE TERUA M. PAPON J	168 354	168 354	-
00	117070	14A1 LC 1870/MEF/SDE MAHINA QT TAUMOA MADAME MAE L	168 354	168 354	-
00	117070	14A1 LC 1870/MEF/SDE MAHINA QT TAUMOA MADAME MAE L	168 354	168 354	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	168 354	168 354	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	168 354	168 354	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	168 354	168 354	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	168 354	168 354	-
00	227720	14A1 LC 1222/MEF/SDE MAHINA - MME FAUFAARI DJAVELI	190 385	190 385	-
00	219060	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	190 385	190 385	-
00	219060	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	190 385	190 385	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	190 385	190 385	-
00	232160	14A1 LC 746/MEF/SDE PAPENOO MME HEITAA LUDMILLA	220 757	220 757	-
00		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14a - travaux à l'initiative de l'autorité concédante	23 932 493	12 628 624	11 303 869

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
POTEAUX BT	171 305	402	68 864 613
POTEAUX HT	426 518	104	44 357 870
CABLES BT	2 774	1 093	3 031 997
IAT	1 407 980	3	4 223 940
Interrupteur sectionneur IPT	1 616 982	1	1 616 982
RESEAU SOUTERRAIN BT	21 682	1 413	30 628 537
RESEAU SOUTERRAIN HT	24 798	2 681	66 493 020
CELLULE HTA	964 573	17	16 397 745
COFFRETS BT	273 416	252	68 900 854
POSTE DE TRANSFORMATION HTA/BT	3 524 325	6	21 145 950
POSTE STRUCTURES	1 573 631	32	50 356 198
TABLEAU DE DISTRIBUTION BT	532 134	10	5 321 337
TRANSFORMATEUR HTA/BT	1 525 577	12	18 306 923
ARMEMENT RESEAUX AERIENS	40%	1	46 535 085
TOTAL RENOUVELLEMENT		6 027	446 181 051

Il est à noter que les coûts standards de valorisation des câbles et des poteaux ont été mis à jour ce qui se retrouve au niveau de l'armement ou part non décomposable qui est revenue à 40% taux proche des année antérieures

5.4.2 Suivi des renouvellements réalisés

Production :

Production		n°	date mise en	VO totale	Taux	Montant Renouvellement	
chantiers de renouvellement		immobilisation	service		d'améliorant	fin concession	fin tiers
GENERATEUR VIRTUEL PRODUC	GROUPE	400000117052/3	31/12/2023	78 438 485	0,00%	78 438 485	
GP2515 - RENV CENTRIFUGE FIOUL FL8	COMBUSTIBLE	400000116539	31/12/2023	23 915 465	0,00%	23 915 465	
GP2543 - RENV POMPE BRASSAGE EAU SURCHAUFFEE G4P	EAU	400000116541	31/12/2023	812 062	0,00%	812 062	
GP2514 - RENV CENTRIFUGEUSE FIOUL FL7	COMBUSTIBLE	400000116542	31/12/2023	25 504 948	0,00%	25 504 948	
GP2557 - RENV LINER CUVE EAU INCENDIE PAPATI	SECURITE	400000116547	31/12/2023	3 417 456	0,00%	3 417 456	
GP2549 - AUTOMISATION SCR PHASE 1	COMBUSTIBLE	400000116540	31/12/2023	2 410 608	0,00%	2 410 608	
GP2510 - RENV SYSTEME AVR G4P		400000116544	31/12/2023	15 025 718	0,00%	15 025 718	
GP2547 - RENV LOCAL INCENDIE PAPATI	SECURITE	400000116546	31/12/2023	30 025 721	0,00%	30 025 721	
GP2526 - RENV SYSTEME CLIMT* ET TRAITEMT DE L'AIR		400000116543	31/12/2023	124 322 452	0,00%	124 322 452	
Alternateur G6P	ENERGIE	400000116555	31/12/2023	120 473 054	0,00%	120 473 054	
			2 023			424 345 969	-

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		
	2023	2022	2021
POTEAUX BT	171 305	142 490	125 826
POTEAUX HT	426 518	347 658	353 205
CABLES BT	2 774	1 352	1 254
CABLES HT		3 773	3 618
IAT	1 407 980	1 840 111	2 238 447
IAM		1 233 474	1 375 997
Interrupteur sectionneur IPT	1 616 982		
RESEAU SOUTERRAIN BT	21 682	15 974	17 251
RESEAU SOUTERRAIN HT	24 798		
TELECOM (POSTE DP)			
CELLULE HTA	964 573		
COFFRETS BT	273 416		
POSTE DE TRANSFORMATION HTA/BT	3 524 325		
POSTE STRUCTURES	1 573 631		
TABEAU DE DISTRIBUTION BT	532 134		
TRANSFORMATEUR HTA/BT	1 525 577	1 081 460	1 076 017
ARMEMENT RESEAUX AERIENS	40%	65%	42%

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 qui représentait de l'ordre de 45% du coût des seuls poteaux et câbles du réseau aérien est monté à 65% sur l'exercice

Suivi des quantités

	quantité / réalisé		
	2023	2022	2021
POTEAUX BT	402	805	990
POTEAUX HT	104	188	152
CABLES BT	1 093	5 881	17 410
CABLES HT		2 430	1 250
IAT	3	2	3
IAM		4	1
RESEAU SOUTERRAIN	1 413	8 263	21 420
TELECOM (POSTE DP)	-		
E CELLULE HTA	17		
E POSTE DE TRANSFORMATION HTA/BT	6		
E TABLEAU DE DISTRIBUTION BT	10		
E TRANSFORMATEUR HTA/BT	12	21	13

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 pres 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
<u>réseau télécommunication (Fibre O)</u>	10 000	ml	25	17 483 125
<u>réseau 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>réseau 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

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
cumul	2 354 695 862	2 970 509 707	5 325 205 569

**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	(2 354 695 862)	(2 970 509 707)	(5 325 205 569)
+ ajustement du plan			-
Reste à faire	12 953 769 615	7 968 385 178	20 922 154 793

Previsionnel de renouvellement

Production

Les renouvellements de l'exercice 2024 porteront sur l'avancée des travaux de modernisation des filières de la centrale de la Punaruu (plan Punaruu 2025) ainsi que la préparation du retrofit des premiers groupes Pielsticks lequel est prévu de commencer en juin 2025.

Par ailleurs le choix du terrain nécessaire à l'implantation d'un nouveau site de production devrait être confirmé et sa mise à disposition formalisée .

Les études relatives aux moyens de production à y installer pour fiabiliser la fourniture d'énergie dans un contexte de fort développement des ENR seront réalisés.

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.

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.

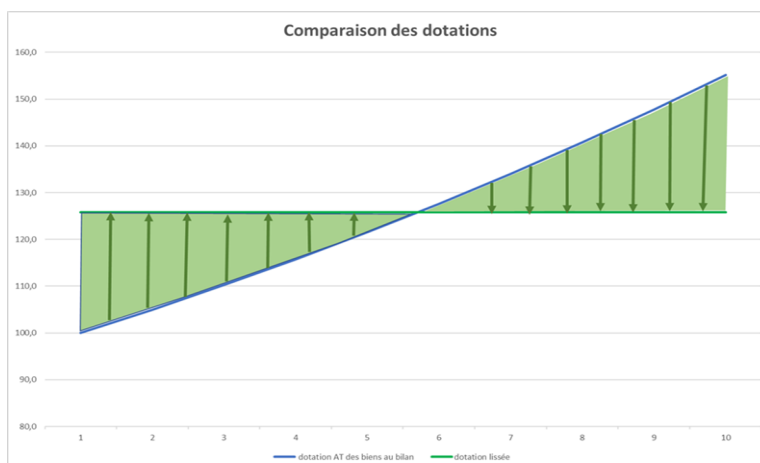
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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.



En bleu 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, « l'actif/passif » de renouvellement.

A la mise en application de cette méthode, toutes les dotations antérieures au renouvellement (AT/PR) ont été transféré 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
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
acquisitions	53 271 383	42 953 542	115 879 663	40 865 619	270 863 134	1 459 787 935	424 345 969
acquisitions financement Tiers						434 499 642	
transferts/réguls	162 064 250	(13 960 140)			(253 118)		
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(53 271 385)	(95 784 083)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(102 127 990)	(236 835 524)
- 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
- 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)
- 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)
- IFC améliorant cumulé				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)
- IFC renouvelInt exercice	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)
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
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
sortie AT sur sortie immo		(159 463 627)	(91 208 095)	(375 678 264)	(164 149 649)	(102 127 990)	(226 427 365)
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
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
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
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
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
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvert	(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)
dotations/reprisesB	(239 135 194)	(241 307 021)	(227 819 000)	(224 357 327)	(194 909 840)	(31 582 843)	20 159 383
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)
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)
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)
moyenne des dotations	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)
écart sur moyenne exercice	3 121 245	(9 964 898)	(1 476 519)	(2 336 338)	50 147	1 178 485	1 178 485
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)
Traitement de l'améliorant							
						(161 275 067)	(20 809 686)
VO Ouverture	-	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	1 124 159 580	1 147 059 736
acquisitions financement concession	66 105 032	142 321 695	45 587 202	474 169 882	395 975 769	22 900 156	94 283 240
acquisitions autres financement Tiers							
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
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	(7 000 000)	7 000 000
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	-	-	-	-	-	(7 000 000)	-
	0%	0%	0%	0%	0%	1%	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
cumul doté à l'ouverture	0	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(204 607 314)	(308 546 472)
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
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(4 721 788)	(15 669 611)	(19 468 544)	(62 574 897)	(102 172 474)	(103 939 158)	(116 599 563)
dotations cumulées	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(204 607 314)	(308 546 472)	(425 146 035)
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
TAC : reprise lissée de provision pour dépréciation						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)

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	21 537 427 659	22 594 984 872	23 526 542 086	25 111 937 162	26 962 475 678	28 738 487 179	28 443 246 094
acquisitions	1 850 538 516	1 850 538 516	1 850 538 516	1 850 538 516	1 850 538 516	1 850 538 516	1 850 538 516
acquisitions financement Tiers							
transferts/réguls							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(792 981 303)	(918 981 303)	(265 143 440)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
- origine financement tiers							
VO Clôture	22 594 984 872	23 526 542 086	25 111 937 162	26 962 475 678	28 738 487 179	28 443 246 094	30 233 428 579
- Financements tiers cumul	(1 556 323 396)	(1 556 323 396)	(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)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé	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)
- IFC renouvelInt exercice	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)
base amortissable	20 302 571 521	21 234 128 735	22 819 523 811	24 670 062 327	26 446 073 828	26 150 832 743	27 941 015 228
cumul doté à l'ouverture	15 489 873 839	15 497 703 819	15 687 956 886	16 902 155 519	18 844 132 221	21 328 428 079	22 666 740 610
sortie AT sur sortie immo	(792 981 303)	(918 981 303)	(265 143 440)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
reste à amortir	5 605 678 986	6 655 406 219	7 396 710 365	7 767 906 809	7 676 468 623	6 968 184 265	5 334 630 649
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation sur TN							
dotation part du Sud							
dotation exercice	800 811 284	1 109 234 370	1 479 342 073	1 941 976 702	2 558 822 874	3 484 092 133	5 334 630 649
dotations cumulées	15 497 703 819	15 687 956 886	16 902 155 519	18 844 132 221	21 328 428 079	22 666 740 610	27 941 015 228
Vo - fin tiers - IFC - dotations	4 804 867 702	5 546 171 849	5 917 368 292	5 825 930 106	5 117 645 749	3 484 092 133	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(13 094 885 298)	(12 810 363 270)	(12 217 418 155)	(11 254 365 337)	(9 828 677 890)	(7 786 144 271)	(4 818 341 394)
dotations/reprisesB	284 522 028	592 945 115	963 052 818	1 425 687 447	2 042 533 619	2 967 802 877	4 818 341 394
Actif/Passif de renouvellement clôture	(12 810 363 270)	(12 217 418 155)	(11 254 365 337)	(9 828 677 890)	(7 786 144 271)	(4 818 341 394)	-
dotation aux amortissements A	(800 811 284)	(1 109 234 370)	(1 479 342 073)	(1 941 976 702)	(2 558 822 874)	(3 484 092 133)	(5 334 630 649)
dotation hors améliorant lissée A+B	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)	(516 289 255)
moyenne des dotations	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)	(517 467 740)
écart sur moyenne exercice	1 178 485	1 178 485	1 178 485	1 178 485	1 178 485	1 178 485	1 178 485
écart sur moyenne en cumulé	(7 070 909)	(5 892 424)	(4 713 939)	(3 535 454)	(2 356 970)	(1 178 485)	0
Traitement de l'améliorant							
	(15 607 265)						
VO Ouverture	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
- IFC hors biens améliorants	-	-	-	-	-	-	-
base amortissable	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976	1 241 342 976
cumul dotà l'ouverture	(425 146 035)	(541 745 598)	(658 345 161)	(774 944 724)	(891 544 287)	(1 008 143 850)	(1 124 743 413)
resteà amortir	816 196 941	699 597 378	582 997 815	466 398 252	349 798 689	233 199 126	116 599 563
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(116 599 563)	(116 599 563)	(116 599 563)	(116 599 563)	(116 599 563)	(116 599 563)	(116 599 563)
dotations cumulées	(541 745 598)	(658 345 161)	(774 944 724)	(891 544 287)	(1 008 143 850)	(1 124 743 413)	(1 241 342 976)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	699 597 378	582 997 815	466 398 252	349 798 689	233 199 126	116 599 563	-
TAC : reprise lissée de provision pour dépréciation	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630	34 744 630
impact exercice(+) = produit	(598 144 188)	(598 144 188)	(598 144 188)	(598 144 188)	(598 144 188)	(598 144 188)	(598 144 188)

Détail des calculs / Distribution et dispatching :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
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
acquisitions financement concession	598 179 884	569 098 069	358 730 052	383 863 609	979 029 720	808 628 735	365 521 824
acquisitions fin concession régul							74 735 767
transferts	(162 064 250)	246 882	(43)				
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	-404 105 438	-82 584 809	-88 404 816
	57,9%	52,0%	54,3%	58,0%	41,3%	10,2%	10,2%
- origine financement tiers	(359 790 161)	(319 286 048)	(213 831 460)	(55 479 984)	-104 135 425	-98 408 582	-47 515 141
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
- 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)
- 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)
- IFC améliorant cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	n/a	n/a	n/a	414 957 103
- 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)
- IFC renouvellement exercice	n/a	n/a	n/a				
							72,00%
- 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)
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
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
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)
reste à amortir	6 673 135 795	6 221 068 480	5 883 231 184	5 592 071 542	5 118 652 186	4 854 813 487	4 512 330 858
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	459 064 072	497 620 958	490 487 100	508 347 696	508 407 940	539 423 721	564 041 357
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
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
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)
dotations/reprisesB	(249 162 726)	(216 538 187)	(125 963 409)	(129 057 736)	(80 483 528)	(50 548 948)	(29 738 469)
Actif/Passif de renouvellement clôture	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 058)	(801 205 586)	(851 754 534)	(881 493 003)
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)
dotation hors améliorant lissée A+B	(708 226 798)	(714 159 145)	(616 450 509)	(637 405 433)	(588 891 468)	(589 972 669)	(593 779 826)
moyenne des dotations	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)
écart sur moyenne exercice	(93 559 324)	(99 491 671)	(1 783 036)	(22 737 959)	25 776 006	24 694 804	20 887 648
écart sur moyenne en cumulé	(93 559 324)	(193 050 996)	(194 834 032)	(217 571 991)	(191 795 985)	(167 101 181)	(146 213 533)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
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
acquisitions financement concession							(74 735 767)
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
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
Financements tiers cumul	(128 769 777)	(322 356 235)	(439 612 764)	(555 728 720)	(712 881 191)	(949 042 295)	(1 032 887 363)
- IFC améliorant exercice	(64 722 197)	(51 282 510)	(85 201 196)	(82 430 717)	(34 572 790)	(46 610 785)	(50 136 908)
	68%			71%	0%	0%	72%
- 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)
	68%	49%	51%	39%	37%	39%	41%
base amortissable	30 688 888	120 641 072	195 028 518	439 987 403	538 156 541	561 353 990	517 140 542
cumul doté à l'ouverture	0	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942)	(64 193 347)	(115 046 946)	(164 636 617)
reste à amortir	30 688 888	118 449 008	183 724 992	413 373 462	473 963 194	446 307 045	352 503 925
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(2 192 063)	(9 111 462)	(15 310 416)	(37 579 406)	(50 853 598)	(49 589 672)	(44 062 991)
dotations cumulées	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942)	(64 193 347)	(115 046 946)	(164 636 617)	(208 699 608)
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
Caducité : reprise lissée	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854
impact exercice(+) = produit	(92 995 007)	(105 846 753)	(14 337 071)	(57 560 984)	(22 321 212)	(22 138 487)	(20 418 962)

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	23 234 836 859	24 294 774 396	25 354 711 932	26 414 649 469	27 474 587 006	28 534 524 542	29 594 462 079
acquisitions financement concession	1 180 501 508	1 180 501 508	1 180 501 508	1 180 501 508	1 180 501 508	1 180 501 508	885 376 131
acquisitions fin concession régul							
transferts							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(120 563 971)	(120 563 971)	(120 563 971)	(120 563 971)	(120 563 971)	(120 563 971)	(90 422 978)
	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%	10,2%
- origine financement tiers							
VO Clôture	24 294 774 396	25 354 711 932	26 414 649 469	27 474 587 006	28 534 524 542	29 594 462 079	30 389 415 232
- Financements tiers cumul	(3 109 943 551)	(3 109 943 551)	(3 109 943 551)	(3 109 943 551)	(3 109 943 551)	(3 109 943 551)	(3 109 943 551)
- IFC biens au bilan clôture	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(5 530 372 083)	(6 429 889 906)	(7 370 791 196)	(8 353 075 951)	(9 376 744 173)	(10 441 795 861)	(11 548 231 015)
- IFC renouvelInt exercice	(899 517 823)	(940 901 289)	(982 284 756)	(1 023 668 222)	(1 065 051 688)	(1 106 435 154)	(860 863 965)
	75,71%	79,47%	83,18%	86,94%	90,66%	94,40%	98,13%
- IFC hors biens améliorants	(6 429 889 906)	(7 370 791 196)	(8 353 075 951)	(9 376 744 173)	(10 441 795 861)	(11 548 231 015)	(12 409 094 979)
base amortissable	14 754 940 938	14 873 977 185	14 951 629 967	14 987 899 282	14 982 785 131	14 936 287 514	14 870 376 701
cumul doté à l'ouverture	10 646 231 724	11 129 849 637	11 653 400 919	12 216 595 551	12 818 998 505	13 459 884 733	14 137 804 138
sortie AT sur sortie immo	(120 563 971)	(120 563 971)	(120 563 971)	(120 563 971)	(120 563 971)	(120 563 971)	(90 422 978)
reste à amortir	4 229 273 185	3 864 691 520	3 418 793 019	2 891 867 702	2 284 350 596	1 596 966 752	822 995 542
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	604 181 884	644 115 253	683 758 604	722 966 925	761 450 199	798 483 376	822 995 542
dotations cumulées	11 129 849 637	11 653 400 919	12 216 595 551	12 818 998 505	13 459 884 733	14 137 804 138	14 870 376 701
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 625 091 302	3 220 576 267	2 735 034 415	2 168 900 776	1 522 900 398	798 483 376	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(881 493 003)	(871 090 945)	(820 755 517)	(730 776 739)	(601 589 639)	(433 919 266)	(229 215 716)
dotations/reprisesB	10 402 058	50 335 428	89 978 778	129 187 100	167 670 373	204 703 550	229 215 716
Actif/Passif de renouvellement clôture	(871 090 945)	(820 755 517)	(730 776 739)	(601 589 639)	(433 919 266)	(229 215 716)	(0)
dotation aux amortissements A	(604 181 884)	(644 115 253)	(683 758 604)	(722 966 925)	(761 450 199)	(798 483 376)	(822 995 542)
dotation hors améliorant lissée A+B	(593 779 826)	(593 779 826)	(593 779 826)	(593 779 826)	(593 779 826)	(593 779 826)	(593 779 826)
moyenne des dotations	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)	(614 667 473)
écart sur moyenne exercice	20 887 648	20 887 648	20 887 648	20 887 648	20 887 648	20 887 648	20 887 648
écart sur moyenne en cumulé	(125 325 886)	(104 438 238)	(83 550 590)	(62 662 943)	(41 775 295)	(20 887 648)	-
Traitement de l'améliorant							
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture							
acquisitions financement concession régul							
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	1 964 985 009	1 964 985 009	1 964 985 009	1 964 985 009	1 964 985 009	1 964 985 009	1 964 985 009
Financements tiers cumul	(1 032 887 363)	(1 032 887 363)	(1 032 887 363)	(1 032 887 363)	(1 032 887 363)	(1 032 887 363)	(1 032 887 363)
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
	76%	79%	83%	87%	91%	94%	98%
- IFC biens au bilan cumulé	(414 957 103)	(414 957 103)	(414 957 103)	(414 957 103)	(414 957 103)	(414 957 103)	(414 957 103)
	41%	41%	41%	41%	41%	41%	41%
base amortissable	517 140 542	517 140 542	517 140 542	517 140 542	517 140 542	517 140 542	517 140 542
cumul doté à l'ouverture	(208 699 608)	(252 762 598)	(296 825 589)	(340 888 580)	(384 951 570)	(429 014 561)	(473 077 552)
reste à amortir	308 440 934	264 377 944	220 314 953	176 251 963	132 188 972	88 125 981	44 062 991
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(44 062 991)	(44 062 991)	(44 062 991)	(44 062 991)	(44 062 991)	(44 062 991)	(44 062 991)
dotations cumulées	(252 762 598)	(296 825 589)	(340 888 580)	(384 951 570)	(429 014 561)	(473 077 552)	(517 140 542)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	264 377 944	220 314 953	176 251 963	132 188 972	88 125 981	44 062 991	-
Caducité : reprise lissée	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854
impact exercice(+) = produit	(20 418 962)	(20 418 962)	(20 418 962)	(20 418 962)	(20 418 962)	(20 418 962)	(20 418 962)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés 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 ne sera 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 BROTHERTON 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 31/12/2023 et non renouvelables	Total prévisionnel à fin de concession	rappel estimation précédente
ARMEMENTS POSTES		4 854 115	4 854 115	4 075 972
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	306 463 015	532 465 627	838 928 642	867 190 072
AUTRES COMPOSANTS (DP)	282 736 846	165 665 185	448 402 031	361 176 916
CABLE RESEAUX AERIENS	210 439 080	142 028 619	352 467 698	350 674 316
CARTOGRAPHIE			0	0
COFFRET TELECOM (ITI)	12 424 725	35 410 153	47 834 878	32 224 860
COMPTEURS	2 465 126 305	576 762 135	3 041 888 440	3 024 677 098
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	-14 727 565	142 392 649	127 665 084	172 331 977
IMMOS DISPATCHING		8 411 200	8 411 200	0
INTERRUPTEURS AERIENS	80 549 298	26 346 528	106 895 827	91 756 158
PIECES DE SECURITE			0	0
POSTE SOURCE	502 599 430	489 494 819	992 094 249	977 198 613
POTEAUX RESEAUX	873 395 055	1 148 700 945	2 022 096 000	2 025 250 331
RESEAU SOUTERRAIN	1 906 478 993	2 405 327 966	4 311 806 959	4 312 351 928
TELECOM (POSTE DP)	14 175 966	19 013 164	33 189 129	33 099 569
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN			0	0
TRANSFO	239 061 749	248 456 080	487 517 830	550 894 883
Total général	6 878 722 896	5 945 329 186	12 824 052 082	12 802 902 694

5.8 - Plan de Renouvellement

Programme de renouvellement et de modernisation de l'activité de production

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		

Situation au 31 décembre 2023

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.

6 – ENGAGEMENTS BECESSAIRES A LA CONTINUE 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 : 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, avec application dérogatoires de tarifs préférentiels sur :

- Le premium (2,50 \$/bbl pour PPS, et 2,50\$/bbl pour TOTAL
- Les prestations locales (8,10 F/litre pour PPS Punaruu lot 2, 7,30 F/l pour PPS Vairaatoa ; 7,70 F/litre pour TOTAL Punaruu).

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

- 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 2023. Les prix de l'hydroélectricité sont distincts par concession, avec une formule d'actualisation annuelle.

- c) Accord de puissance garantie (EDT – MARAMA NUI)**

Une convention de puissance garantie a été signée le 3 mai 1999 avec la société EDT. Cette convention a fait l'objet d'un avenant en 2005 portant sur les nouvelles conditions d'application de la puissance garantie hydroélectrique modulée (PGHM) dont la valeur de référence évolue entre 9 MW, 12 MW et 18 MW selon 3 périodes saisonnières.

En cas d'incapacité propre à MARAMA NUI à fournir la PGHM, des pénalités peuvent être appliquées par EDT dans le cas où :

- EDT n'aurait pas pu, avec ses moyens thermiques disponibles, compenser le déficit de puissance hydroélectrique dans la limite des valeurs de référence de chaque période.
- L'énergie hebdomadaire hydroélectrique déjà utilisée serait inférieure à la valeur de l'énergie minimale potentielle hebdomadaire de la période correspondante.

La pénalité est égale au volume estimé d'énergie non livrée, limitée au maximum à la valeur de l'énergie minimale hebdomadaire correspondante, exprimée en kWh, multiplié par le prix de cession en vigueur du kWh hydroélectrique par MARAMA NUI à EDT. Aucune pénalité n'a été appliquée en 2023.

- d) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque**

Au 31/12/2023, 3372 producteurs d'électricité photovoltaïque étaient raccordés au réseau de Tahiti Nord.

Les prix de rachat varient en fonction de la puissance installée, 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

Bilan technique : Raccordement solaire

e) Contrat de versement de la redevance de transport d'énergie (EDT - T.E.P.)

Depuis le 1^{er} juin 2019, un contrat lie Electricité de Tahiti à la société T.E.P., relatif au versement de la redevance de transport, pour une période de 6 mois renouvelable par tacite reconduction.

Le montant de la redevance T.E.P. est établi à 2,75 F/kWh depuis le 1^{er} septembre 2017, du fait de l'arrêté n° 2048 CM du 15 décembre 2016.

Cette redevance est assise sur le nombre de kWh recouverts par EDT sur les usagers finals de la distribution. Toutefois, le Code de l'énergie prévoit qu'à compter du 1^{er} janvier 2022, le gestionnaire du réseau de transport supporte les pertes d'énergie intervenues sur son réseau. Le système actuel de facturation et de reversement de la redevance TEP doit donc être réformé pour mise en conformité avec le code de l'énergie.

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- Bilan et comptes de résultat de la concession
 - Principe de la comptabilité appropriée
 - Les opérations effectuées avec les parties liées

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'utilisateur.

g) Principaux baux de la concession

Les principaux baux de la concession (hors maîtrise foncière des réseaux), concernent trois agences commerciales et un hangar :

- Agence Arue : Bail commercial avec la SCI GAYATRI à compter du 1^{er} 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 Piazza : 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 1^{er} août 2018, sur un hangar de 454 m², à des fins de stockage. Le loyer est de 315.000 F/mois.
- Hangar de stockage Papara : 185.000 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) Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et ELECTRA.

EDT accueille sur certains sites des installations photovoltaïques de sa filiale ELECTRA. Sur Tahiti Nord, cela représente 2 conventions de location :

- Toiture hangar Puurai : durée du 14/12/2009 au 13/12/2027
- Toiture atelier Punaruu : durée du 21/12/2010 au 20/12/2028

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- Bilan et comptes de résultat de la concession
 - Principe de la comptabilité appropriée
 - Les opérations effectuées avec les parties liées

j) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

k) 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 par Tahiti Nord.

Une nouvelle convention débutant rétroactivement au 1^{er} janvier 2021 a été conclue en 2022.