



**CONCESSION
DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ENERGIE ELECTRIQUE
DE HIVA OA**

**CONCLUE ENTRE
LA COMMUNE DE HIVA OA
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 aux concessions des îles	4
0.3 - Spécifiques à la concession de HIVA OA	4
1 – PRESENTATION.....	6
1.1 - Le système électrique polynésien.....	7
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	8
1.3 - Le cadre juridique et contractuel.....	11
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE.....	13
➤ Aspects commerciaux.....	14
2.1 - Mode de détermination des tarifs.....	14
2.2 - Tarifs pratiqués au cours de l'année 2023	14
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	16
2.4 - Autres produits d'exploitation	17
2.5 - Statistiques de ventes.....	17
2.6 - Gestion des impayés	19
2.7 - Dépenses de la Commune	20
2.8 - Services offerts à la clientèle	21
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie.....	24
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE.....	25
➤ Bilan technique	26
3.1 - Autorisation d'exploitation	26
3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa	26
3.3 - Détail des ouvrages de production	27
3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Nahoe	27
3.5 - Qualité de service	30
3.6 - Qualité – Sécurité – Environnement.....	30
3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants.....	31
3.8 - Raccordement solaire	31
3.9 - Unités d'œuvres 2023 de la concession.....	31
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	33
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	34
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	40
4.3 - Comptes de la concession.....	46
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé, Produit autorisé et produits comptabilisés.....	55
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	60
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	61
5.2 - Situation des immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public.....	62
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements.....	68
5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année.....	68
5.5 - Méthode relative aux charges calculées.....	70
5.7 - Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22	74
5.8 - Plan de Renouvellement	76
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC.....	77

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 aux concessions des îles

Le mécanisme de péréquation tarifaire mis en place au 1^{er} janvier 2022 par la Polynésie au bénéfice de tous les systèmes électriques est basé sur un montant d'aide plafonné avec une contrainte de prix moyen

En raison le plus souvent de pourcentages de petits consommateurs très importants, certaines îles vont se retrouver dans l'obligation d'augmenter leurs tarifs pour pouvoir continuer à bénéficier des aides de péréquations lesquelles représentent très fréquemment plus de 50% des recettes des îles concernées.

0.3 - Spécifiques à la concession de HIVA OA

Fin de concession :

En 2023, la CODIM a récupéré la compétence du service public de production et de distribution électrique. Elle est devenue l'autorité concédante de la concession de Hiva Oa, et a lancé un nouvel appel d'offres pour une concession unique aux 6 communes des Marquises. Comme indiqué ci-dessus, cette concession a été attribuée avec effet au 1^{er} janvier 2024 à EDM.

La concession d'EDT a donc pris fin le 31 décembre 2023.

Principaux indicateurs

		HIVA OA			
		2023		2022	
CLIENTS	Nombre de contrats clients	915		900	
	BT	912	99,67%	897	99,67%
	MT	3	0,33%	3	0,33%
	Puissance souscrite au 31/12	4 963		4 815	
	BT	4 828	97,28%	4 680	97,20%
	MT	135	2,72%	135	2,80%
	Puissance maximale appelée (*)	0,80		0,77	
	Nombre de kWh vendus total	3 624 380		3 495 267	
	BT	3 182 110	87,80%	3 066 643	87,74%
	MT	442 270	12,20%	428 624	12,26%
	Chiffre d'affaires énergie	121 523 581		113 751 148	
	BT : Total	108 302 466	89,12%	101 395 507	89,14%
	BT : par client	118 753		113 038	
	BT : par kVA de puissance souscrite	22 432		21 664	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total	20 393 521	18,83%	20 031 816	19,76%
	BT : part variable en XPF et % du CA total	87 908 945	81,17%	81 363 691	80,24%
	MT : Total	13 221 115	10,88%	12 355 641	10,86%
	MT : par client	4 407 038		4 118 547	
	MT : par kVA de puissance souscrite	97 934		91 523	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total	2 708 640	20,49%	2 708 640	21,92%
MT : part variable en XPF et % du CA total	10 512 475	79,51%	9 647 001	78,08%	
Prix moyen de vente par kWh vendu	33,53		32,54		
BT	34,03		33,06		
MT	29,89		28,83		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,92		0,93	
	Energie achetée				
	Energie solaire kWh	7 796	0,20%	8 121	0,22%
	Energie hydroélectrique kWh	524 801	13,26%	501 351	13,32%
	Energie thermique kWh	3 424 145	86,54%	3 254 878	86,47%
	Energie totale achetée	3 956 743		3 764 350	
	Temps moyen de coupure				
	global	4h31		8h22	
origine production	2h35		5h58		
origine transport	0		0		
origine distribution	1h56		2h24		
FINANCIERS	Patrimoine				
	Longueur du réseaux hors branchement	76		75	
	Valeur d'origine	858 567		850 291	
	Valeur économique des actifs gérés (**)	352 160		364 776	
	Travaux réalisés				
	Dépenses de renouvellement	1 979		1 223	
	Dépenses d'améliorant	19 435		3 242	
	Indemnité de fin de concession	45 371		786	
	Coût du service pour les usagers (RA avant plafonnement N-1)	312 884		306 863	
	Part revenant à la concession	222 806		222 043	
	Coût des énergies et du transport	90 077		84 820	
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	127 937		-33 788		
Ecart RA - CA - péréquation de l'année	36 310		39 493		

(+) => 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 dans les îles autres que Tahiti

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

- Présentation
- Organisation locale
- Moyens affectés à la concession

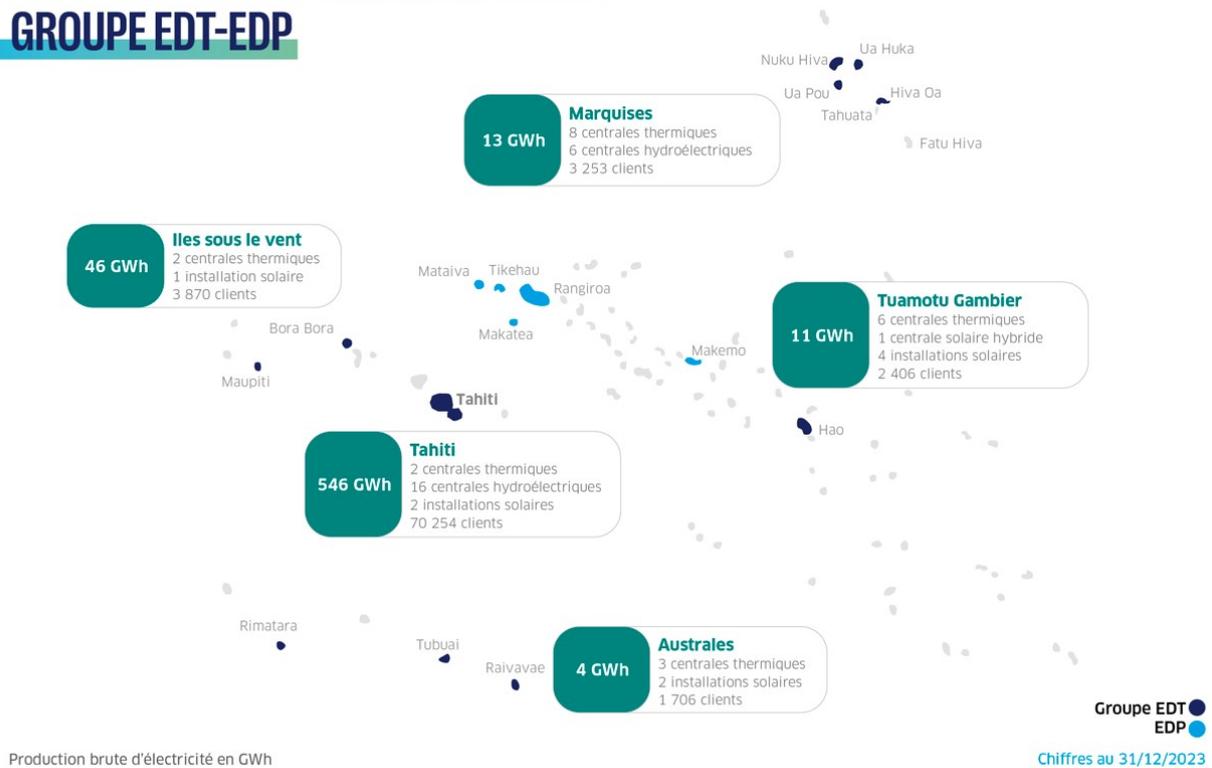
1.3 - Le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- La convention d'adhésion au régime de solidarité tarifaire
- Les autres contrats
Cf. paragraphe :
6– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE
PUBLIC

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels

PRODUCTION BRUTE D'ÉLECTRICITÉ GROUPE EDT-EDP



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 dans les îles autres que Tahiti

En dehors de Tahiti, les systèmes électriques ne comportent pas de réseau de transport.

Sauf exception, les concessions de service public confiées à EDT dans les îles sont des concessions de production et de distribution électrique. La production est essentiellement assurée par des centrales à gasoil. Seules certaines îles des Marquises disposent d'une production hydroélectrique.

L'île de Makatea dispose quant à elle d'une centrale hybride solaire/gasoil.

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 assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti. Elle a été créée en 2017 ;
- 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 affecté à la concession de Hiva Oa est de 8 :

- 1 Chef d'exploitation
- Exploitation et maintenance des réseaux de distribution et production 6 agents
- Gestion de clientèle 1 agent

L'équipe des agents techniques assure :

DISTRIBUTION

- la maintenance des équipements réseaux (poste de transformation HTA/BT, Interrupteurs aériens, ...)
- le renouvellement des équipements réseaux défectueux (poteaux termités, cellules HTA oxydées, ...)
- la mise à jour de la cartographie des réseaux
- le repérage des câbles souterrains pour répondre aux Déclarations d'Intention de Commencement des Travaux (DICT) des différentes entreprises travaillant au voisinage des réseaux,
- l'élagage des arbres et végétations à proximité des réseaux
- les mises hors tension des réseaux (consignation) pour travaux
- les visites de réseaux pour veiller à leur bon état de fonctionnement
- les dépannages réseaux (arbre tombé sur le réseau, ...) et clientèle (remplacement de disjoncteurs, ...)
- la relève des index de l'ensemble du parc de compteurs de la concession selon le planning annuel défini par la Direction Commerciale
- la réalisation de l'ensemble des interventions issues des opérations commerciales et contractuelles
- la mise sous tension des nouveaux clients, changements de puissance

PRODUCTION (thermique et hydro)

- la fourniture d'une énergie (tension, fréquence) de qualité en répondant aux exigences du cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune)
- la maintenance des groupes (révisions, vidange, ...) et installations hydro (captages, turbines, bassins, ...)
- les dépannages (avaries, ...)
- les relevés périodiques de gazole, d'huile, des effluents rejetés, de manière à suivre et vérifier la conformité et l'efficacité des moyens utilisés
- les appoints de réfrigérant et d'huiles
- l'approvisionnement en gazole
- la sécurité des équipements à l'aide d'un Système de Sécurité Incendie (SSI)

Ils assurent de manière générale, l'exploitation des moyens de distribution et production de manière à fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (la Commune) dans le respect de l'Arrêté d'exploitation de l'île et des normes diverses, telles que NFC18 510 ; NF EN 50 160... tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

Ils gèrent leur magasin de pièces de distribution et production, et assurent une astreinte clientèle et technique 24h/24.

L'agent commercial gère l'agence commerciale de Hiva Oa dont les principales activités consistent à :

- conseiller le client
- accompagner le client dans son utilisation de l'énergie électrique
- réceptionner et traiter les demandes des clients
- assurer les encaissements des factures
- mettre à jour les comptes clients après règlement
- enregistrer toutes les demandes de travaux simples ou complexes

- suivre les demandes de travaux simples (branchements, travaux forfaitaires)
- mettre à jour les contrats d'abonnement
- traiter les réclamations simples (explication de facture, correction de factures simples).

Les infrastructures et moyens matériels et techniques affectés sont :

- des bureaux pour les services d'exploitation ;
- une agence commerciale ;
- une zone de stockage pour le matériel de distribution et production ;
- 4 véhicules d'intervention 4x4 ;
- 1 nacelle automotrice ;
- des équipements et outillages adaptés au métier (Qalistar, outil TST, telluromètre, mégohmmètres, etc.).

Au travers de son rattachement à EDT la concession de Hiva Oa bénéficie directement :

- a) D'un service spécifique de support technique aux exploitations des îles : le SEI (Service Exploitation Iles) d'un effectif de 13 salariés.

Il est chargé d'organiser, de suivre et d'assister les exploitations des îles dans les domaines de :

- la conduite et exploitation des ouvrages de production et de distribution,
- le service clientèle dans les petites îles,
- les travaux de branchements,
- les opérations de maintenance distribution et production,
- l'approvisionnement et l'expédition du combustible, huile et matériels nécessaires à l'exploitation,
- l'élaboration des propositions commerciales en éclairage public,
- la bonne application et respect des exigences décrites dans l'Arrêté d'exploitation de l'île, le cahier des charges en relation avec l'autorité concédante et la réglementation en vigueur (Code du Travail, ...)

- b) Des moyens communs à l'ensemble des entités du pôle énergie et notamment :

Au plan des services techniques :

- Travaux réseaux (renouvellement de câbles souterrains, étude de raccordement clientèle grand compte, ...)
- Etudes et Développement des réseaux (cartographie, ...)
- Etudes en matière de production (Etudes diverses, travaux sur centrales, commande groupes, dossiers administratifs)
- De la cellule Télécommunication Contrôle Electrique, TCE, (pour des interventions de dépannage, le contrôle et le réglage des protections BT et HTA)

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
 - Grands Comptes
 - Producteurs indépendants
 - Comptabilité clients et recouvrement
 - Facturation
 - Réclamation
- D'un réseau de près de 25 agences permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.
- D'outils performants
 - Un centre d'appel téléphonique 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.

Au plan du management et des autres supports, des services ou cellules spécialisées suivantes :

- Administration et finance
- Achats, approvisionnement
- Communication, marketing
- Digital et Systèmes d'Information
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines et formation

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

La concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de **Hiva Oa** a été confiée par la commune à ELECTRICITE DE TAHITI, par une convention du 26 mai 1992, pour une durée identique à celle de la concession de Tahiti Nord, ce qui impliquait à l'époque une fin de contrat le 30 septembre 2020.

Cette concession s'inscrit dans le cadre de la convention n°90-1778 du 14 décembre 1990 conclue entre EDT et la Polynésie française, laquelle prévoit « l'adhésion » par les communes des îles à la concession de Tahiti Nord.

Les services juridiques du Haut-commissariat ayant estimé, dans une note du 9 janvier 1991, que les communes ne pouvaient pas abandonner une compétence qu'elles avaient commencé à exercer, le principe d'adhésion a été remplacé par un principe de concession à part entière, avec comme cahier des charges commun celui de la concession de Tahiti Nord, et un équilibre financier partagé.

Le prix du service est donc unique, dans toutes les concessions reliées par ce système dit de « péréquation interne ».

Le cahier des charges de la convention de concession de **Hiva Oa** correspond donc au cahier des charges de la concession de Tahiti, modifié par ses avenants 1 à 7, étant précisé que les modifications ultérieures relatives au calcul des tarifs sont applicables de plein droit par le jeu de la péréquation.

Le cahier des charges spécifique de **Hiva Oa** a quant à lui été modifié par deux avenants depuis son origine.

- L'avenant 1, en date du 27 novembre 2006, avait pour objet de modifier la méthode de financement des extensions de réseaux réalisées à la charge du concessionnaire sur demande du concédant (système dit du « F.E.R. », abandonné suite à contre-indication du haut-commissariat).
- L'avenant 3 du 15 juillet 2016 (l'erreur de numérotation vient d'un projet d'avenant n°2 jamais signé), a eu pour objet d'ajouter des investissements nouveaux à la charge du concessionnaire, et d'introduire une Indemnité de Fin de Concession sur l'ensemble des biens de la concession.
- L'avenant 4 du 6 juillet 2020 a notamment procédé à la prolongation de la concession pour 1 an
- L'avenant 5 du 1^{er} octobre 2020 a procédé à la prolongation de la concession pour 3 mois
- L'avenant 6 du 1^{er} janvier 2022 a procédé à la prolongation de la concession pour 2 ans

1.3.2 Le contrat d'adhésion au régime de solidarité tarifaire dans le domaine de l'électricité.

EDT, la commune et la Polynésie française ont conclu le 7 janvier 2022 une convention tripartite d'adhésion au régime de solidarité dans le domaine de l'électricité. Cette adhésion permet au système électrique de bénéficier de la compensation de solidarité permettant de modérer les tarifs.

1.3.3 Les contrats liés à la délégation de service public

- a. Convention de fourniture de Gasoil (EDT – Petropol)
- b. Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- c. Principaux baux de la concession
- d. Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- e. Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- f. 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 Gestion des impayés
- 2.7 Dépenses de la Commune
- 2.8 Services offerts à la clientèle
- 2.9 Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie

➤ Aspects commerciaux

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

Taxes	Taux
Taxe municipale	Applicable dans chaque commune
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	<ul style="list-style-type: none"> - ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	<ul style="list-style-type: none"> - ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 975 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	<ul style="list-style-type: none"> - ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 950 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	<ul style="list-style-type: none"> - ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 3 900 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	Total kWh vendus	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime d'abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2023 (kVA)	Total kWh vendus 2022
BT Usage social 1ère tranche	P1	1 005 960	11 812 516	21 911	5 726 126	1 837	971 380
BT Usage social 2ème tranche	P2	121 281	3 771 852				102 175
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	264 723	5 540 793	13 018	5 685 759	1 090	356 276
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	109 856	2 678 227				142 579
BT Usage domestiques 3ème tranche	P4	70 687	2 872 752				16 259
BT Usage domestiques 4ème tranche	P5	71 302	3 027 487				17 726
BT Eclairage public	P4	54 779	1 859 757	680	271 876	59	42 119
BT Usage professionnel	P5	497 279	17 996 890	21 774	8 709 760	1 842	1 200 969
BT Usage professionnel 2ème tranche	P6	240 184	8 886 808				54 462
BT Usage professionnel 3ème tranche	P7	746 059	29 461 863				162 698
MT Tarif jour 1ère tranche	P8	313 677	7 725 863	1 620	2 708 640	135	308 233
MT Tarif jour 2nde tranche	P9	0	0				0
MT Tarif nuit 1ère tranche	P10	128 593	2 786 612				120 391
MT Tarif nuit 2nde tranche	P11	0	0				0
Total		3 624 380	98 421 420	59 003	23 102 161	4 963	3 495 267
CHIFFRE D'AFFAIRES							121 523 581
Prix moyen							33,53

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2023.

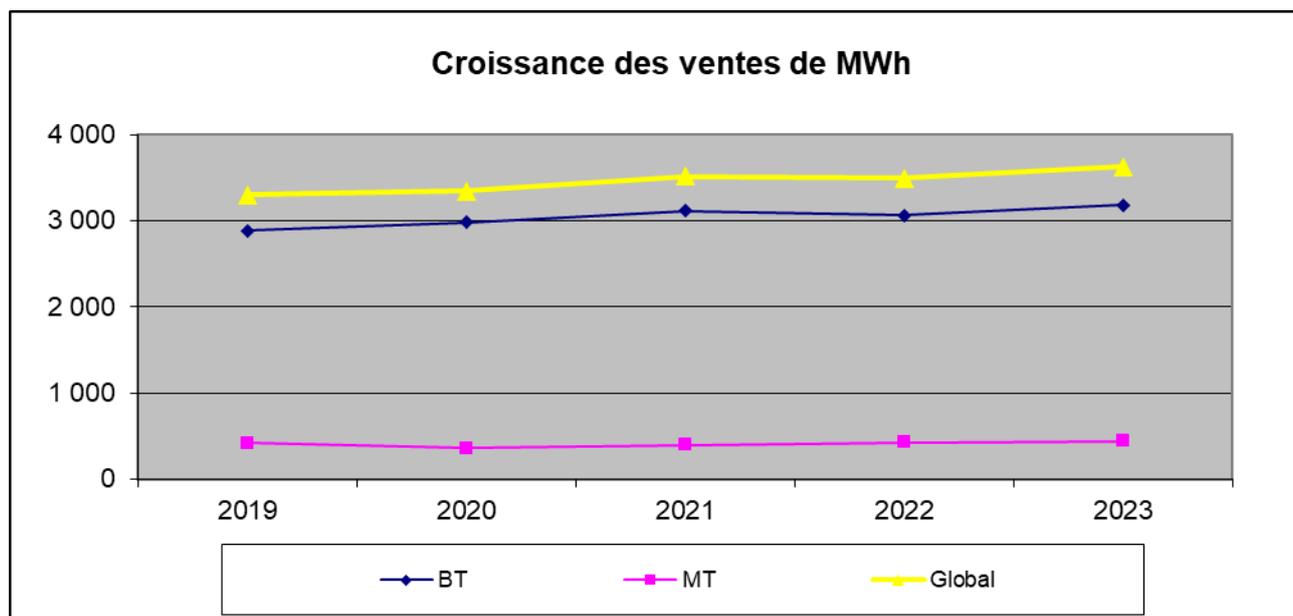
* Ce tableau inclus les consommations des salariés lesquelles sont valorisées sur la base des tarifs prévus à l'ACE EDT.

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 :	179 032 XPF
• Frais de relance :	<u>746 218 XPF</u>
• Total	925 250 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité progressent de 3,7% sur la concession de Hiva Oa, soit +129 MWh, pour s'établir à **3,6 GWh** en 2023.

Cette évolution globale est liée à la hausse de +3,8% (+115 MWh) des volumes en basse tension (qui représentent 88% des volumes globaux), et des volumes en moyenne tension de +3,2% (+14 MWh).

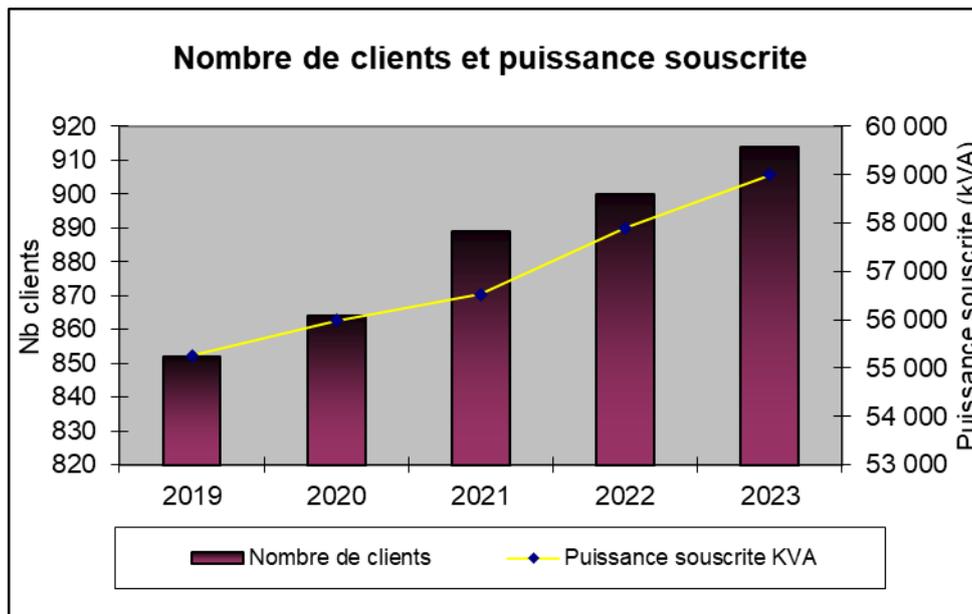
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et Usages domestiques « classique » basse tension usages domestiques) augmente de 2,5% en 2023 (+39,5 MWh), avec la hausse de la consommation dans les tarifs « petits consommateurs » de 5,1% (+54,2 MWh), malgré une baisse des ventes dans les tarifs Usages domestiques « classique » de 2,9% (-14,6 MWh).

Les tarifs domestiques représentent plus de 51% des volumes basse tension en 2023, avec un poids important du tarif « Petits Consommateurs » qui pèse à lui seul pour 35% des ventes basse tension.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,7% des ventes en basse tension avec environ 55 MWh vendus en 2023, s'améliorent de 30,1%, soit +12,6 MWh.

Les ventes aux clients professionnels en basse tension, qui représentent 47% des ventes basse tension, augmentent de 4,6% en 2023, soit +65 MWh.

Les ventes en moyenne tension augmentent de 3,2% et s'établissent à 442 MWh.



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

Contrats souscrits aux tarifs basse tension	912	+1,6% (+15 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>3</u>	<u>-</u>
	915	+1,6% (+15 contrats)

variation / 2022 (nombre de contrats)

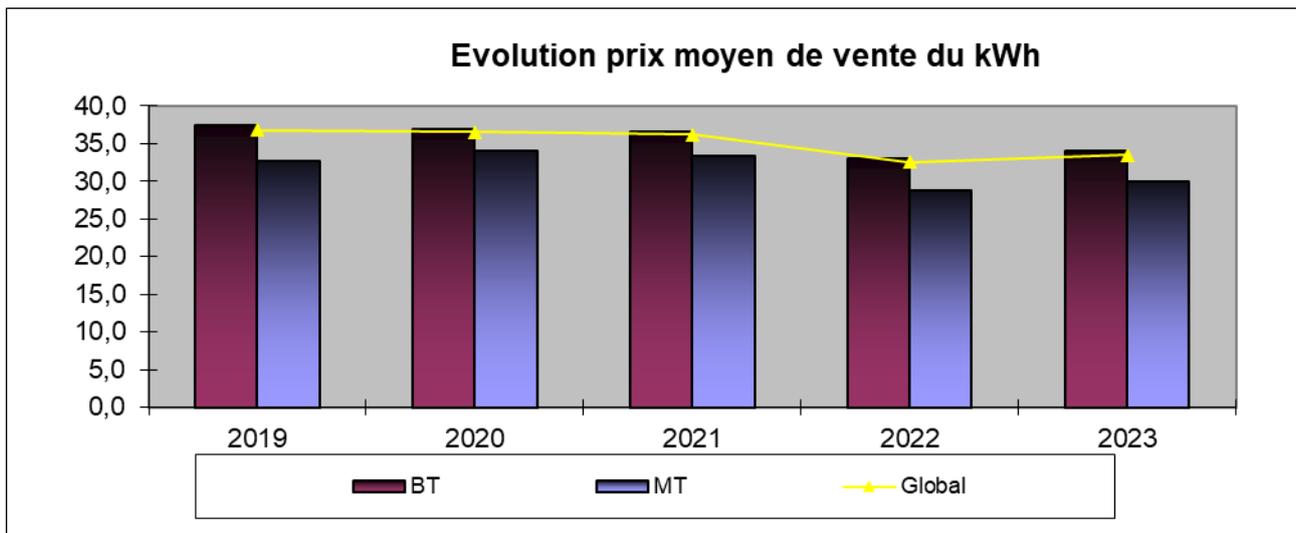
Les principales évolutions concernent :

- La souscription de 6 nouveaux contrats en usages professionnels basse tension,
- La souscription de 7 contrats supplémentaires en tarif « petits consommateurs » usages domestiques, ainsi qu'un seul contrat en plus en 2023 pour le tarif Usages domestiques « classique » en usages domestiques,
- La souscription d'un nouveau contrat en tarif « éclairage public ».

La répartition du nombre de clients par tarif s'établit ainsi de la manière suivante à fin 2023 :

- Tarif « Petits Consommateurs » 61%
- Tarif Usages domestiques « classique » basse tension 18%
- Tarif Usages professionnels basse tension 18%
- Tarif Eclairage Public 3%
- Tarif Moyenne tension <1%

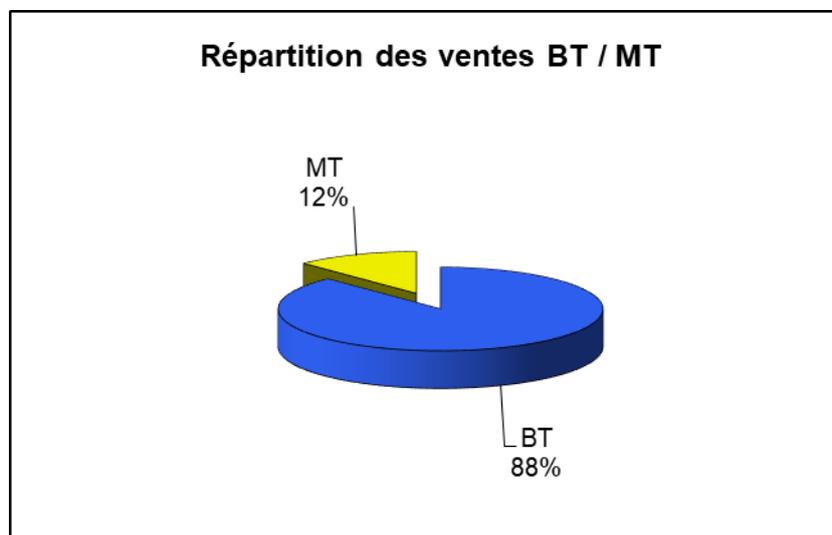
La puissance souscrite facturée s'élève à 59 003 kVA, soit une hausse de 1,9% par rapport à 2022, qui correspond à une hausse de la puissance souscrite facturée pour les tarifs basse tension.



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

		variation / 2022
Tarifs basse tension	34,0 Fcp	+2,9%
Tarifs moyenne tension	29,9 Fcp	+3,7%
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,5 Fcp	+3,0%

Le prix moyen de vente du kWh augmente de +3,0% et s'établit à 33,5 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.



Les ventes en moyenne tension représentent 12% des volumes globaux. Les ventes en basse tension représentent 88% des volumes facturés.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2023, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession de Hiva Oa, 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 27,1 Millions Fcp, ce qui représente 19% du chiffre d'affaires énergie 2023, soit un délai de créances clients de 70 jours.

Dans le cadre du processus de recouvrement automatisé mis en place, les clients en impayés au-delà de la date limite de paiement mentionnée sur leur facture font l'objet d'une relance écrite envoyée en courrier recommandé. Sur la concession de Hiva Oa, en moyenne 113 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 12% du nombre de contrats.

En cas de non-paiement de ces impayés dans le délai contractuel de 8 jours après l'envoi de cette relance, les clients s'exposent à la suspension de la fourniture d'énergie. Sur Hiva Oa, en moyenne 5 clients, soit 0,6% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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, 197 909 Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Hiva Oa, soit moins de 0,2% du chiffre d'affaires réalisées sur 2023.

2.7 - Dépenses de la Commune

Tarifs	Nombre contrats	Consommation 2023 en kWh	Montant TTC facturé*	Prix moyen TTC*
00 - PETITS CONSOMMATEURS	0	0	0	0,0
06 - ECLAIRAGE PUBLIC	15	52 559	2 662 683	50,7
07 - USAGE PROFESSIONNEL	47	217 687	12 543 452	57,6
Total	62	270 246	15 206 135	56,3

** Montant des kWh facturés + Montant de la prime d'abonnement, toutes taxes comprises*

L'ensemble des dépenses de la Commune pour les achats de kWh EDT augmente de 8,1% en 2023 en raison de la hausse de consommation en tarif professionnel (+2,8 MWh), et s'établit à 15,2 Millions Fcp TTC, le tout réparti sur 62 compteurs.

Les consommations en éclairage public augmentent (+25,1% en volume). 2,6 Millions Fcp TTC leur sont consacrés.

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 :

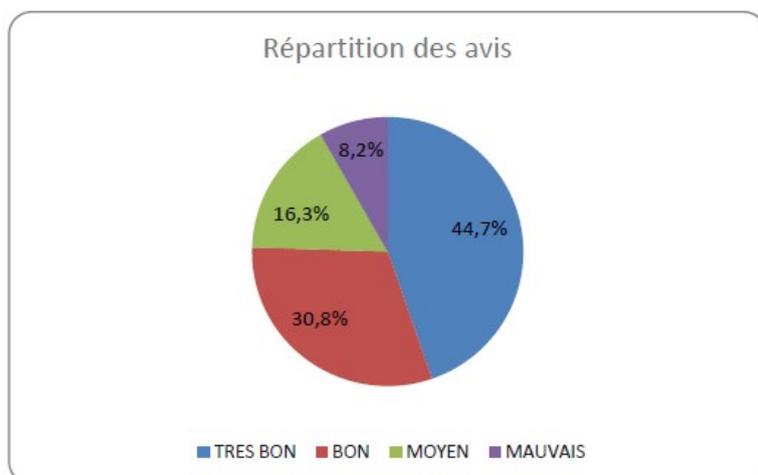
- Fin de concession pour les îles Marquises pour EDT.

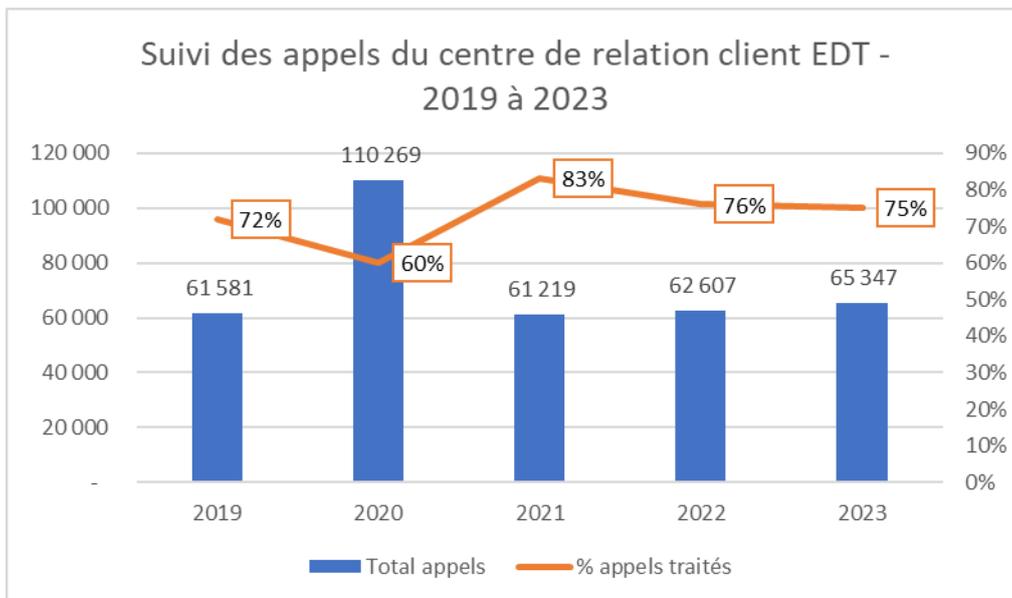
Centre de relation clients InfosConseils

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.

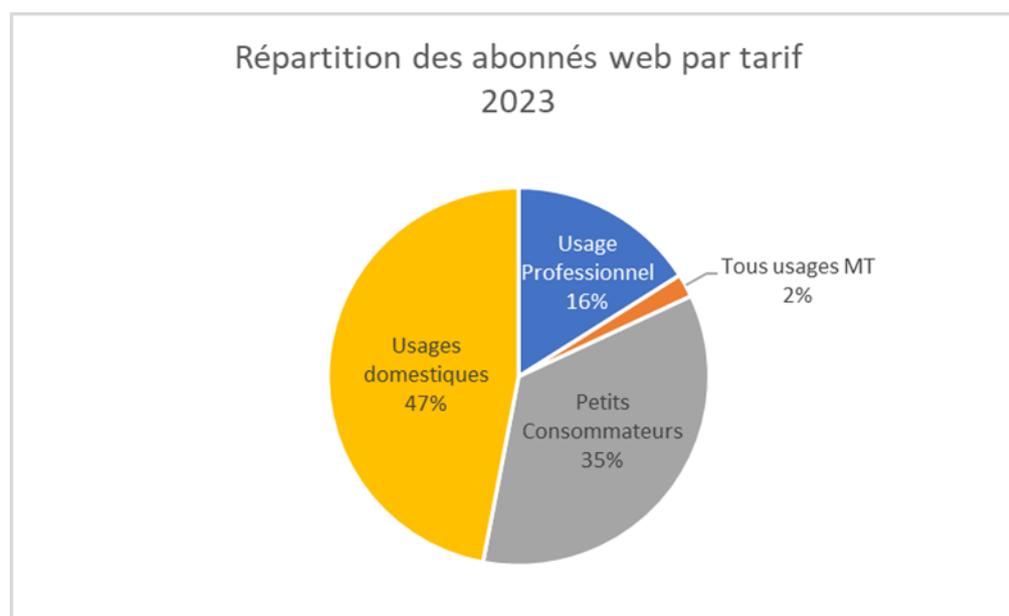
Nb contrats actifs avec service SMS en 2023

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
Hiva Oa	318	34,8%

Répartition des abonnés par tarif



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.

A Hiva Oa, 366 contrats ont basculé en E-facture ce qui représente 40% des contrats actifs de l'île.

Concession	Nb efacture	%age
Hiva Oa	366	40,0%

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 gracieusement mise à disposition des clients, reste le n°1 des canaux utilisés par nos clients pour ce service

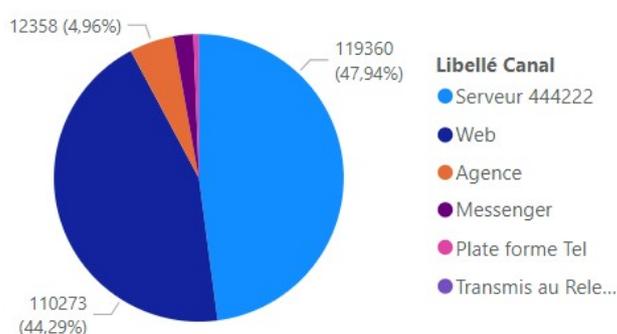
Le bilan d'énergie : pour connaître par lieu de vie sa consommation et identifier les postes sur lesquels le client peut agir pour réduire ses dépenses d'énergie, connaître son besoin en puissance, connaître le montant de sa prochaine facture.

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



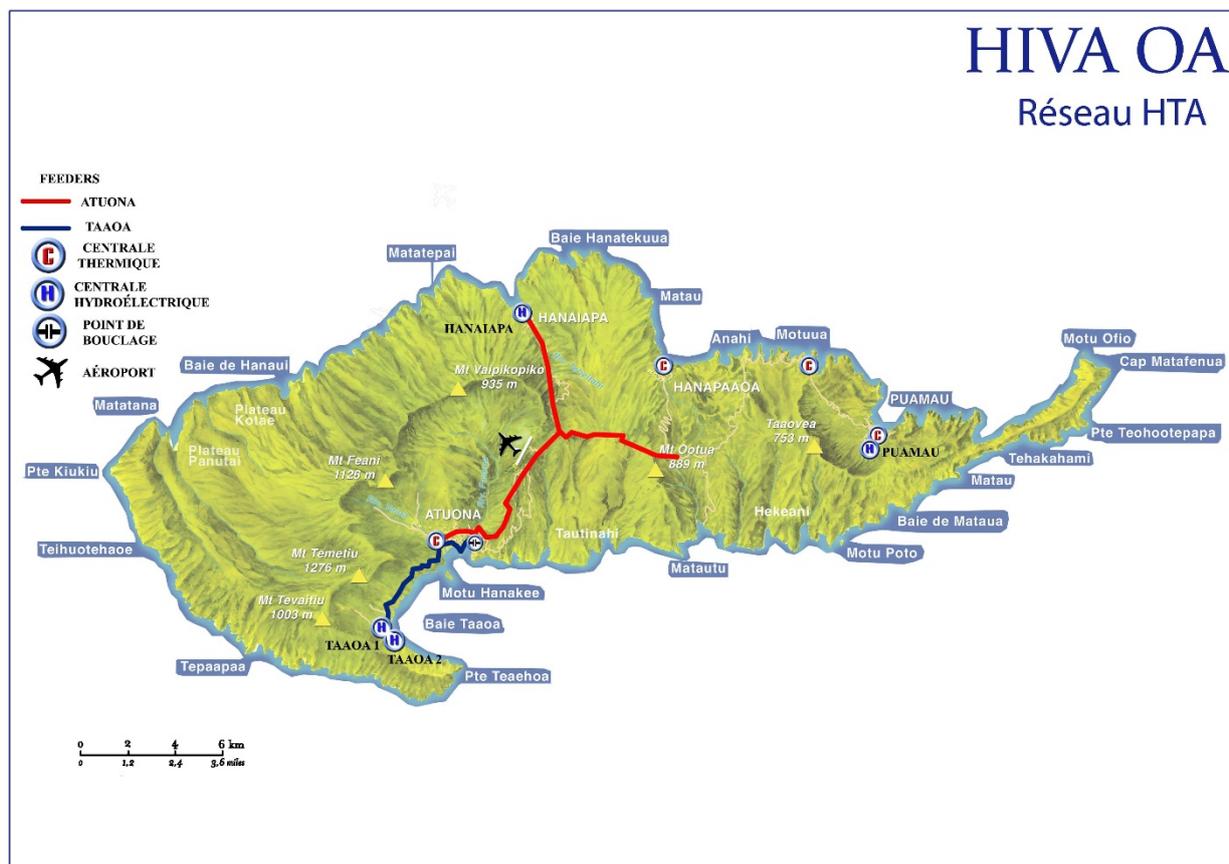
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Autorisation d'exploitation
- 3.2 Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa
- 3.3 Détail des ouvrages de production
- 3.4 Données de production
- 3.5 Qualité de service
- 3.6 Qualité - Sécurité - Environnement
- 3.7 Travaux significatifs - Faits marquants
- 3.8 Raccordement solaire
- 3.9 Unités d'œuvre 2023 de la concession

➤ **Bilan technique**

Schéma du système électrique de Hiva Oa



3.1 - Autorisation d'exploitation

Type de texte	N°	Date	Objet du texte	Libellé
Arrêté	7513	14/05/2017	ATUONA-HIVA OA	Nouveau

3.2 - Effectif de l'exploitation de Hiva-Oa

Le nombre d'agents en charge de l'exploitation de HIVA OA est de 8 agents en de janvier à juin 2023, soit 7 agents d'exploitations et un agent clientèle.

Sur la période allant de juillet à décembre 2023, l'équipe a été renforcée par un agent d'exploitation supplémentaire venu en préparation du départ à la retraite d'un agent d'exploitation en activité depuis plus de 30 ans.

Ces agents gèrent l'exploitation des centrales d'Atuona, Hanapaaoa, Nahoe, Puamau et les centrales hydroélectriques de Taaoa et Hanaiapa ainsi que l'ensemble des réseaux de distribution HT et/ou BT associés.

Cela représente 7 centrales et 4 réseaux de distribution distincts dont 3 en basse tension.

3.3 - Détail des ouvrages de production

Le parc de groupes électrogènes fixes de production est le suivant :

Regroupement positionnement	Marque du Groupe	Type de fonctionnement	P nominale (kVA)	P installée (kW)	P utile (kW)	Numero d'immobilisation	Date de mise en service	HDM au 1er Janvier 2023	HDM au 1er Janvier 2024	Nbre heure de fonctionnement
G1 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G291	24/05/2017	26 955	34 092	7 137
G2 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G309	01/04/2021	14 116	20 521	6 405
G3 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G292	22/05/2017	33 601	37 712	4 111
G4 ATUONA	FG WILSON	BASE	400	320	256	G233	01/01/2010	37 477	39 443	1 966
G1 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	55	44	36	G321	22/11/2019	14 694	19 184	4 490
G2 HANAPAAOA	FG WILSON	BASE	55	44	36	G322	22/11/2019	13 894	18 152	4 258
G1 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	G294	15/03/2016	30 861	33 988	3 127
G1 NAHOE	FG WILSON	BASE	88	70	56	G340	13/09/2023	-	442	442
G2 NAHOE	FG WILSON	BASE	50	40	32	G323	22/11/2019	13 965	19 997	6 032
G1 PUAMAU	FG WILSON	BASE	88	70	56	G338	03/08/2023	-	1 711	1 711
G1 PUAMAU	FG WILSON	BASE	45	36	29	G305	01/11/2016	34 493	34 872	379
G2 PUAMAU	FG WILSON	BASE	88	70	56	G339	03/08/2023	-	1 776	1 776
G2 PUAMAU	FG WILSON	BASE	45	36	29	G306	01/11/2016	37 140	38 043	903
Turbine Puamau	BIWATER	HYDRO	75	60	60	H006	07/07/1988	-	-	-
Turbine Taaoa 1	BOUVIER	HYDRO	115	105	105	H003	01/01/1982	20 141	28 315	8 174
Turbine Taaoa 2	BIWATER	HYDRO	320	320	320	H004	01/01/1988	848	878	30
Turbine Hanaiapa	BIWATER	HYDRO	75	60	60	H005	01/01/1982	39 703	41 455	1 752

Les valeurs de puissance nominale des groupes indiquées dans le tableau ci-dessus, sont celles pour un fonctionnement en mode continu ou « prime ».

3.4 - Données de production Thermique des centrales Atuona, Hanapaaoa, Puamau, Nahoe

3.4.1 - Hiva Oa

HIVA OA 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie Renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)
Janvier	288 294	282 472	47 616	81 044	281	276
Février	260 689	255 418	60 848	74 399	285	476
Mars	307 190	301 338	44 377	84 922	276	75
Avril	310 174	304 532	22 259	85 626	276	194
Mai	339 023	333 538	10 101	94 821	280	324
Juin	281 596	276 289	44 708	80 558	286	265
Juillet	276 225	270 535	48 792	77 686	281	190
Août	268 582	263 215	49 500	75 584	281	211
Septembre	272 616	268 023	49 487	78 679	289	286
Octobre	280 815	275 996	61 713	77 287	275	291
Novembre	279 387	274 518	59 160	78 599	281	229
Décembre	323 033	318 272	26 240	89 076	276	367
TOTAL	3 487 624	3 424 145	524 801	978 281	281	3 184

3.4.2 – Atuona

La centrale thermique de Atuona a produit 3 167 433 kWh en 2023 contre 3 012 094 kWh en 2022.

854 967 litres de gazole ont été consommés en 2023 contre 814 669 litres en 2022.

2 330 litres d'huile ont été consommés en 2023 contre 3004 litres en 2022.

La puissance de pointe appelée est de 706 kW.

La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 256 kW.

ATUONA 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE après transfo Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Energie Renouvelable (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	262 108	257 536	47 616	70 840	270	188	482
Février	238 814	234 630	60 848	66 224	277	195	593
Mars	280 246	275 699	44 377	75 187	268	203	584
Avril	286 294	281 783	22 259	75 516	264	130	630
Mai	313 076	308 650	10 101	85 116	272	252	706
Juin	256 417	252 203	44 708	69 380	271	200	618
Juillet	248 062	243 644	48 792	67 119	271	126	551
Août	241 736	237 534	49 500	65 144	269	123	498
Septembre	244 581	241 446	49 487	65 859	269	240	551
Octobre	252 333	248 965	61 713	68 437	271	215	546
Novembre	251 470	247 964	59 160	68 069	271	173	569
Décembre	292 296	288 886	26 240	78 076	270	285	542
TOTAL	3 167 433	3 118 940	524 801	854 967	270	2 330	706

Remarque : L'énergie renouvelable (hydro) provient des centrales Taaoa 1&2 et Hanaiapa

3.4.3 – Nahoe

La centrale thermique de Nahoe a produit 77 189 kWh en 2023 contre 72 360 kWh h en 2022.

33 514 litres de gazole ont été consommés en 2023 contre 31 286 litres en 2022. Il y a eu 283 litres d'huile consommés en 2023 contre 313 litres en 2022.

La puissance de pointe appelée est de 18 kW.

La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 56 kW depuis l'installation du GE1 P88.

NAHOE 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	6 160	5 830	2 664	432	24	13
Février	5 715	5 441	2 415	423	32	18
Mars	6 337	6 014	2 635	416	24	12
Avril	5 908	5 619	2 600	440	24	14
Mai	6 271	6 031	2 650	423	24	13
Juin	6 125	5 836	2 743	448	17	14
Juillet	6 837	6 508	2 857	418	32	14
Août	6 459	6 187	2 850	441	16	13
Septembre	6 665	6 263	2 900	435	16	17
Octobre	6 737	6 334	2 970	441	16	14
Novembre	6 739	6 298	2 930	435	24	11
Décembre	7 236	6 902	3 300	456	34	14
TOTAL	77 189	73 263	33 514	434	283	18

3.4.4 – Puamau

La centrale thermique de Puamau a produit 195 866 kWh en 2023 contre 194 550 kWh en 2022.
 63 300 litres de gazole ont été consommés en 2023 contre 66 100 litres en 2022.
 291 litres d'huile ont été consommés en 2023 contre 393 litres en 2022.
 La puissance de pointe appelée est de 60 kW.
 La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 56 kW depuis le remplacement des GE1 et GE2.

PUAMAU 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	Hydro (kWh)	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	16 211	15 725	0	5 300	327	40	28
Février	12 634	12 255	0	3 850	305	17	22
Mars	16 445	15 952	0	4 950	301	24	0
Avril	14 056	13 634	0	5 500	391	24	0
Mai	15 692	15 221	0	4 765	304	24	0
Juin	15 180	14 725	0	6 185	407	24	0
Juillet	16 882	16 376	0	5 150	305	16	0
Août	16 445	15 952	0	5 300	322	40	0
Septembre	17 334	16 814	0	5 500	317	14	0
Octobre	17 817	17 282	0	5 600	314	28	43
Novembre	17 529	17 003	0	5 600	319	16	44
Décembre	19 641	19 052	0	5 600	285	24	60
TOTAL	195 866	189 990	0	63 300	323	291	60

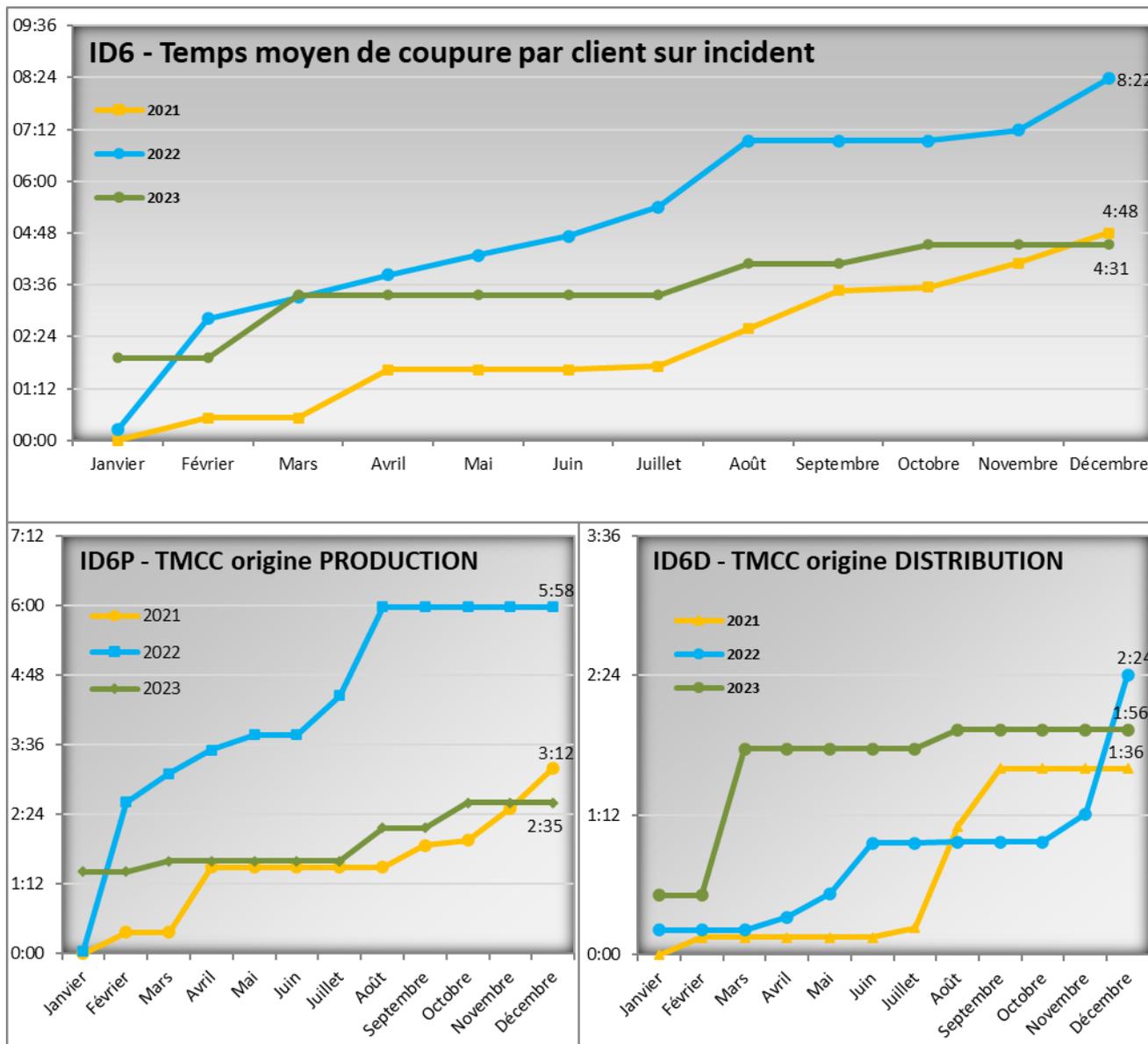
3.4.5 – Hanapaaoa

La centrale thermique de Hanapaaoa a produit 47 136 kWh en 2023 contre 44 335 kWh en 2022.
 26 500 litres de gazole ont été consommés en 2023 contre 25 250 litres en 2022.
 280 litres d'huile ont été consommés en 2023 comme en 2022
 La puissance de pointe appelée est de 11 kW.
 La puissance du groupe électrogène le plus puissant est de 36kW.

HANAPAAOA 2023	ENERGIE BRUTE THERMIQUE Mensuelle (kWh)	NETTE THERMIQUE	CARBURANT Consommé (l)	CARBURANT Consommation spécifique (ml/kWh)	LUBRIFIANT Consommé (l)	P. MAX N
Janvier	3 815	3 381	2 240	587	24	7
Février	3 526	3 092	1 910	542	24	7
Mars	4 162	3 673	2 150	517	32	8
Avril	3 916	3 496	2 010	513	16	9
Mai	3 984	3 636	2 290	575	24	9
Juin	3 874	3 525	2 250	581	24	8
Juillet	4 444	4 007	2 560	576	16	11
Août	3 942	3 542	2 290	581	32	11
Septembre	4 036	3 500	2 400	595	16	9
Octobre	3 928	3 415	2 300	586	32	6
Novembre	3 649	3 253	2 000	548	16	7
Décembre	3 860	3 432	2 100	544	24	7
TOTAL	47 136	41 952	26 500	562	280	11

3.5 - Qualité de service

Le TMCC 2023 est de **4h31 minutes**, en baisse par rapport à 2022 où l'on avait 8h22mn.



3.6 - Qualité - Sécurité - Environnement

POI « Plan d'Opération Interne » pollution-incendie

L'exercice POI n'a pas pu être réalisé en 2023 avec l'ensemble des moyens de secours de l'île. Seul des contrôles et exercices internes à l'exploitation ont été réalisés, comprenant notamment le démarrage des groupes moto pompes et la vérification des équipements incendie

Traitement des effluents

En 2023, 2 000 litres d'huile de vidange ont été rapatriés sur Tahiti pour traitement en octobre 2023 et en mai 2023.

3.7 - Travaux significatifs – Faits marquants

Les faits marquants sont répartis suivants les trois domaines d'activités :

Dans le domaine de [la Production](#) :

- Sur PUAMAU
 - Mise en place de groupe de secours HIVA OA et UA POU + Poly Diesel en vue de répondre au besoin en énergie du village suite augmentation de la puissance appelée suite défaillance du GE1 P50.
 - Achat et pose en aout 2023 de deux nouveaux groupes de type P88 FG Wilson pour répondre à la pointe du village
- Sur NAHOE
 - Remplacement du GE1 de NAHOE avec automatisation du couplage suite équipement de coffret automate COMAP en sept 2023
- Sur ATUONA
 - Remplacement de la culasse du GE3 suite constat de la côte hors tolérance sur l'enfoncement des sièges de soupape.

Dans le domaine de [l'Exploitation](#) :

- Arrivée de l'agent Taria TINIRAUARII au sein de l'équipe d'exploitation en vue du remplacement après le départ à la retraite de Mr Patrice KAIMUKO en fin d'année

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	
Hiva-Oa	4	32,8	-	-	-	-	-	23,64

3.9 - Unités d'œuvres 2023 de la concession

Ces unités d'œuvre seront utilisées à la détermination des revenus autorisés N+1.

Puissance maxi appelée en kW	795
Puissance utile du groupe (thermique) le plus puissant kW	256
Puissance garantie en kW (PG2)	512
Nb de kWh vendus	3 624 380
Quantité en litre de combustible	978 281
Nb de kWh thermique sortis de la centrale	3 424 145
Nb de kWh hydro acheté par tarif	524 801
Nb de kWh solaire acheté par tarif	7 796
Puissance totale en kVA des transformateurs installés	2 980
Nombre d'abonnés (BT et HT)	915

Détail du solaire par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	23,64 F/kWh	40F/kWh Electra
Nb de kWh solaire acheté par tarif	-	-	-	7 796	-

Répartition des longueurs Réseau 2023

Concession	RESEAU HT			RESEAU BT (sans branchements)			RESEAU HT+BT				
	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	Aerien	Souterrain	TOTAL	% Aérien	% Souterrain
Hiva Oa	27,79	1,13	28,92	41,14	5,60	46,74	68,93	6,73	75,66	91,1%	8,9%

Contrats pluriannuels d'entretien, de maintenance, de renouvellement

EDT a des contrats de sous-traitance pour :

- Le contrôle des extincteurs avec la société FENUA INCENDIE,
- Le contrôle des Stations de Sécurité Incendie avec ENGIE SERVICES,
- La visite et l'entretien de la nacelle avec ENGIE SERVICES.

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

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'efficacité 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 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 Hiva Oa, en 2023 :

- les imputations directes concernent 69 % du total des dépenses de la concession de Hiva Oa (hors amortissements concédés).
Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances ;
- les 31 % restants, répartis selon des clefs de répartition appropriées correspondent principalement à des quotes-parts des frais de siège, du Service Exploitation Îles (SEI) de support technique aux îles, des services de back office clientèle.

HIVA OA	Imputé directement à l'activité	Frais répartis sur les activités	Total
Imputé directement à la concession	64%	5%	69%
sur la concession	12%	19%	31%
total	76%	24%	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 :

Hiva Oa		Produits	Charges associées
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	-1 079 790	287 562
Coût de production - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Ventes matériels ou mise au rebut	-307 504	0
Production thermique - frais de siège*		-140 694	
Production thermique - fonction support*		-2 608 509	
Production d'électricité d'origine hydraulique - frais de siège *		-34 138	
Production d'électricité d'origine hydraulique - fonction support *		-387 919	
Coût de distribution - Conduite et Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation de stock	-621 895	250 030
Distribution - travaux vendus - AUTRES	Variation des travaux en	978 381	
Distribution d'électricité - frais de siège*		-140 619	
Distribution d'électricité - fonction support*		-1 053 430	
Fourniture d'électricité - frais de siège*		-815	
Fourniture d'électricité - fonction support*		-4 237	
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Reprise de provision pour dépréciation des comptes	-487 329	483 529
Clientèle - Fonctionnement : AUTRES	Produits divers de gestion	-21 912	
Clientèle - frais de siège*		-36 590	
Clientèle - fonction support*		-528 728	
Total		-6 475 729	1 021 121

* 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, et de remboursement du fonds paritaire de gestion.

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.

En complément de ces produits, des reprises de PIDR ont été comptabilisées sur la cellule "SEI Siège" pour 40,3MF et réparties sur les concessions et processus des îles selon les règles suivantes :

- Dans un 1er temps, le SEI siège est réparti sur les services dont il a la responsabilité à Puraï (sécurité, exploitation, maintenance distribution, ...) au prorata des effectifs de ces services
- Puis ces services sont répartis sur les concessions selon les règles décrites en 4.2.2.8

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

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 repartit sur les différents services bénéficiaires au prorata de leurs dépenses de formation
 - Service Facturation et Prépaiement : désormais intégrés dans le processus clientèle et répartis 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 « susceptible de satisfaire à une présentation économique des coûts de la ou des activités » de la concession :

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

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

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	391 047
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	2 858 927
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	1 774 572

Autres parties liées

Libellé	Description	XPF
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	171 353
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	49 638 132

4.1.10 L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITÉ 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 faisant de sorte à ce que les produits acquis du concessionnaire correspondent aux seules facturations clients.

Pour répondre aux exigences de la comptabilité appropriée l'individualisation de marges par concession et activité a été obtenue par la répartition du chiffre d'affaires énergie de l'ensemble des concessions au prorata des revenus autorisés.

Cette marge spécifique est calculée par activité et en global pour chaque concession, deux niveaux de marge sont ressortis, avant et après impôts sur les résultats et distribution.

- La marge avant impôt permet de ressortir la performance brute de l'activité et de la concession.
- La marge après impôts permet de connaître et de comparer la rentabilité de l'activité ou de la concession pour la société et ou ses actionnaires.

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'Énergie « 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 surperformance 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.

Suivi des reports déficitaires	Hiva Oa						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Solde à l'ouverture	22 258 586	0	0	0	0	61 072 200	74 107 653
IS déficitaire	0	0	0	0	61 072 200	13 035 453	0
Consommation IS déficitaire	-22 258 586	0	0	0	0	0	-58 893 468
Solde à la clôture	0	0	0	0	61 072 200	74 107 653	15 214 184

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
Hiva Oa**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Hiva Oa en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Hiva Oa
Frais de siège	1 446,4	1 194,7			26,5	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	2%
Exploitation des îles - Sécurité	34,8	34,8	5,0	0,0	4,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	12	1,7
Exploitation des îles - Exploitation	79,4	79,4	7,9	0,2	8,1	Réparti à part égale sur chaque île	10	1,0
Exploitation des îles - Maintenance distribution	42,4	42,4	0,6	0,0	0,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21	0,3
Exploitation des îles - Maintenance production	62,2	62,2	4,3	0,0	4,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	28	1,9
Exploitation des îles - Expédition	28,1	28,1	2,8	0,0	2,8	Réparti à part égale sur chaque île	10	1,0
Centre Marquises	23,5	23,5	8,2	0,0	8,2	Réparti au prorata des effectifs	23	8,0
Centre hors concession	35,8	21,9	7,6	0,0	7,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	17	6,0
Clientèle îles	23,7	23,7	2,3	-0,4	1,9	Nombre d'abonnés îles	9 357	915
Exploitation hydro	142,0	0,5	0,4		0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	0,8	0,7
Suivi et développement	61,6	54,6	0,2	-0,1	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	40,4	0,2
Suivi du patrimoine	55,4	44,9	0,2	0,0	0,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,9	0,1
Relève Intervention Branchement	357,2	348,7	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule	237,4	0,1
Gestion administrative du solaire	31,3	28,2	0,0	0,0	0,0	Contrats solaires	3 840	4
Service Grand compte	78,5	54,3	1,3	0,2	1,6	Contrats grands comptes	5 395	130
Marketing & E-services	96,1	79,2	1,1	0,0	1,1	Nombre d'abonnés	65 657	915
Facturation & Prépaiement	39,0	32,4	0,5	0,0	0,5	Nombre d'abonnés	65 657	915
Formation	84,5	84,5	1,5	0,0	1,5	Dépenses de formation (valorisées en MF)	70,1	1,2
Informatique	268,5	268,5	3,2	0,0	3,2	Nombre de PC	595	7
Total support externe					46,9			
Support interne de l'île					40,8			
Total Support					87,8			

(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 coûts informatiques imputée aux îles en fonction du nombre de PC présents dans chaque service transitait par le SEI qui était ensuite réventilé sur les différentes îles. Ces coûts informatiques sont maintenant directement imputés aux îles concernées.

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Hiva Oa	
	2023	2022
Immobilisations concédées *	858 566 678	850 290 612
- Production	335 595 538	328 598 945
- Distribution	522 971 140	521 691 667
Immobilisations privées	47 502 084	45 434 289
Immobilisations en-cours	4 174 054	4 604 247
- Production	3 448 290	4 439 061
- Distribution	725 764	165 186
Total immobilisations brutes	910 242 816	900 329 148
Amortissements et provisions **	-850 204 643	-862 761 218
- Production	-314 474 473	-328 412 699
- Distribution	-488 535 590	-489 305 994
- Privés	-47 194 580	-45 042 525
Immobilisations nettes	60 038 173	37 567 930
Stock	19 564 702	19 680 321
Avances et acomptes	1 048 180	0
Créances clients	25 603 641	22 446 342
Autres créances	33 644 210	32 455 473
Provisions pour dépréciation	-2 455 461	-7 134 595
Stock et créances nets	77 405 272	67 447 541
Compte courant du concessionnaire	118 462 241	80 924 038
TOTAL ACTIF	255 905 686	185 939 509

* Immobilisations concédées

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	299 517 000	292 227 831
Total concessionnaire	299 517 000	292 227 831
Total Tiers et concédant	36 078 538	36 371 114
Total au bilan	335 595 538	328 598 945

** Amortissements et provisions

	2023	2022
Production		
Concessionnaire	-280 971 396	-295 942 019
Total concessionnaire	-280 971 396	-295 942 019
Tiers et concédant	-33 503 077	-32 470 680
Total au bilan	-314 474 473	-328 412 699

	2023	2022
Distribution		
Concessionnaire	454 260 781	452 981 308
Total concessionnaire	454 260 781	452 981 308
Tiers et concédant	68 710 359	68 710 359
Total au bilan	522 971 140	521 691 667

	2023	2022
Distribution		
Concessionnaire	-452 161 404	-455 809 939
Total concessionnaire	-452 161 404	-455 809 939
Tiers et concédant	-36 374 186	-33 496 055
Total au bilan	-488 535 590	-489 305 994

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.

4.3.2 BILAN PASSIF

PASSIF	Hiva Oa	
	2023	2022
Résultat	127 937 313	-33 788 421
Capitaux propres	127 937 313	-33 788 421
Droits des tiers et concédant apports gratuit	34 911 634	39 114 738
- Production	2 575 461	3 900 434
- Distribution	32 336 173	35 214 304
Provisions devenues sans objet	0	95 291 124
- PR non utilisées en fin de concession	0	95 291 124
Droits du concédant exigible en nature	34 911 634	134 405 862
Autres provisions	23 797 715	27 723 227
- PIDR	23 797 715	27 723 227
Provision pour risques et charges	23 797 715	27 723 227
Clients - avances sur consommation	4 041 385	3 910 693
Fournisseurs	27 895 952	25 356 126
Dettes fiscales et sociales	35 409 941	26 170 273
Autres dettes	929 775	0
Produits constatés d'avance	981 971	2 161 750
Emprunts et dettes	69 259 024	57 598 842
TOTAL PASSIF	255 905 686	185 939 509

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Hiva Oa 2022			Hiva Oa 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	150 516 116		150 516 116	154 567 956		154 567 956
		- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	974,00		974	974,00		974
		- Forfait FP1	154 534		154 534	-158 694		-158 694
		Facturation P1 autres distributeurs						
		COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-131 030 601	142 157	-130 888 444	-91 405 921	51 422	-91 354 499
		par UO : Puissance maximale majorée	-134 528		-134 382	-93 846		-93 793
		- Maintenance	-52 495 132		-52 495 132	-55 467 575		-55 467 575
		- AC	-4 983 435		-4 983 435	-7 529 362		-7 529 362
		- ACE	-6 964 042		-6 964 042	-6 776 118		-6 776 118
		- MO	-40 468 806		-40 468 806	-41 074 821		-41 074 821
		- AUTRES	-78 849		-78 849	-87 274		-87 274
		- Conduite et Fonctionnement	-5 229 881		-5 229 881	4 024 098		4 024 098
		- AC	-4 081 904		-4 081 904	3 733 433		3 733 433
		- ACE	-523 031		-523 031	-393 214		-393 214
- MO	-59 104		-59 104	-13 404		-13 404		
- AUTRES	-565 842		-565 842	697 283		697 283		
- Amortissement des actifs de concession	-29 422 449		-29 422 449	10 131 843		10 131 843		
- Dotation amortissement biens au bilan	3 714 188		3 714 188	-23 004 794		-23 004 794		
- Dotation / reprise de lissage								
- Quote part des activités support affectées	-43 883 139	142 157	-43 740 982	-50 094 287	51 422	-50 042 865		
- Fonctions supports	-33 746 958		-33 746 958	-39 788 049		-39 788 049		
- Frais de siège	-10 136 181	142 157	-9 994 024	-10 306 239	51 422	-10 254 816		
P2	Charges variables de production	PRODUIT AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	3 207 545		3 207 545	3 241 858		3 241 858
		- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	3 323 881		3 323 881	3 254 878		3 254 878
		- Forfait FP2	0,965		0,965	0,996		0,996
		Facturation P2 autres distributeurs						
		COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-4 228 571	4 011	-4 224 560	-5 273 616	1 545	-5 272 072
		par UO : kWh produits sortie de centrale	-1 272		-1 271	-1 620		-1 620
		- Maintenance	-2 576 670		-2 576 670	-3 179 897		-3 179 897
		- AC	-1 220 003		-1 220 003	-1 241 248		-1 241 248
		- ACE	-60 726		-60 726	-49 833		-49 833
		- MO	-1 293 398		-1 293 398	-1 883 797		-1 883 797
		- AUTRES (provision rév groupes...)	-2 543		-2 543	-5 019		-5 019
		- Traitement des effluents						
		- Quote part des activités support affectées	-1 651 901	4 011	-1 647 890	-2 093 719	1 545	-2 092 175
		- Fonctions supports	-1 365 895		-1 365 895	-1 784 137		-1 784 137
- Frais de siège	-286 006	4 011	-281 995	-309 583	1 545	-308 038		
Matières consommées	PRODUIT AUTORISE : Matières consommées	80 771 805		80 771 805	86 127 570		86 127 570	
	Facturation autres distributeurs							
	Par kWh produits sortie de centrale	24,30		24,30	26,46		26,46	
	- Consommations	-80 771 805		-80 771 805	-86 127 569		-86 127 569	
	- Fioul							
- Gasoil	-79 122 363		-79 122 363	-84 748 475		-84 748 475		
- Huile	-1 649 442		-1 649 442	-1 379 094		-1 379 094		
- Urée								
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS							
	- Coûts directs							
	- Quote part des activités support affectées							
	- Fonctions supports							
	- Frais de siège							
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES							
- Coûts sur revente energie								
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	4 633 632		4 633 632	18 019 013		18 019 013		
- Coûts directs	-4 633 632		-4 633 632	-16 578 438		-16 578 438		
- Quote part des activités support affectées				-1 640 370		-1 640 370		
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE								
	TOTAL DES PRODUITS	239 129 098		239 129 098	261 956 397		261 956 397	
	MARGE AVANT IS	18 464 489	146 168	18 610 657	60 930 482	52 967	60 983 449	
	- I.S.							
	- IS report déficitaire 2021 / 2022	-7 123 534	-56 391	-7 179 925				
	MARGE NETTE CONCESSION	18 464 489	146 168	18 610 657	60 930 482	52 967	60 983 449	
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	18 464 489	146 168	18 610 657	51 790 910	45 022	51 835 932	
	En % des produits	8%		8%	20%		20%	

		Hiva Oa 2022			Hiva Oa 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	PRODUIT AUTORISE	3 855 770		3 855 770	4 138 577		4 138 577
	- UO kWh produits sortie de centrale	501 351		501 351	-524 801		-524 801
	- Tarif	12,06		12,06	12,06		12,06
	COÛTS DE PRODUCTION DE L'ELECTRICITE	-16 474 693	32 659	-16 442 034	-17 650 287	12 852	-17 637 435
	par UO : kWh produits sortie de centrale	32,86		32,80	33,63		33,61
	- Maintenance	-6 430 746		-6 430 746	-8 733 423		-8 733 423
	- AC	-55 946		-55 946	-174 557		-174 557
	- ACE	-1 018 098		-1 018 098	-1 854 889		-1 854 889
	- MO	-5 352 035		-5 352 035	-6 692 018		-6 692 018
	- AUTRES	-4 667		-4 667	-11 959		-11 959
	- Conduite et Fonctionnement	-927 867		-927 867	-546 332		-546 332
	- AC						
	- ACE	-927 867		-927 867	-541 864		-541 864
	- MO				-4 468		-4 468
	- Amortissement des actifs de concession						
	- Dot. Amortissement Technique						
	- Dot. Amortissement Caducité						
	- Dot. Provision pour Renouvellement						
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles						
	- Dotation amortissement biens au bilan						
- Quote part des activités support affectées	-9 116 080	32 659	-9 083 421	-8 370 532	12 852	-8 357 680	
- Fonctions supports	-6 787 421		-6 787 421	-5 794 684		-5 794 684	
- Frais de siège	-2 328 659	32 659	-2 296 000	-2 575 847	12 852	-2 562 995	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS						
	- Coûts directs						
	- Quote part des activités support affectées						
	MARGE AVANT IS						
	En % des produits						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES						
	- Coûts directs						
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées							
SYNTHESE PRODUCTION D'ORIGINE HYDRAULIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	3 855 770		3 855 770	4 138 577		4 138 577
	MARGE AVANT IS	-12 618 923	32 659	-12 586 264	-13 511 710	12 852	-13 498 858
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022	4 868 336	-12 600	4 855 736			
	MARGE NETTE CONCESSION	-12 618 923	32 659	-12 586 264	-13 511 710	12 852	-13 498 858
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-12 618 923	32 659	-12 586 264	-11 484 953	10 924	-11 474 029
	En % des produits	327%		326%	-278%		-277%

		Hiva Oa 2022			Hiva Oa 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	PRODUIT AUTORISE	44 818 055		44 818 055	46 056 378		46 056 378
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	75		75	76		76
	- Forfait FD2	-594 870		-594 870	609 712		609 712
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-74 676 576	141 959	-74 534 617	51 231 113	48 483	51 279 596
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-991 182		-989 298	678 217		678 859
	- Maintenance	-14 400 717		-14 400 717	-16 261 774		-16 261 774
	- AC	-497 283		-497 283	-2 791 171		-2 791 171
	- ACE	-1 716 972		-1 716 972	-967 917		-967 917
	- MO	-12 180 002		-12 180 002	-12 484 884		-12 484 884
	- AUTRES	-6 460		-6 460	-17 802		-17 802
	- Conduite et Fonctionnement	-1 695 539		-1 695 539	-99 193		-99 193
	- AC	-95 500		-95 500			
	- ACE	-355 696		-355 696	-385 518		-385 518
	- MO	-5 933		-5 933			
	- AUTRES	-1 238 410		-1 238 410	286 325		286 325
- Amortissement des actifs de concession	-35 518 038		-35 518 038	87 268 915		87 268 915	
- Reprise Provision pour Renouvellement							
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité	23 021 960		23 021 960	23 021 960		23 021 960	
- Dotation amortissement biens au bilan	3 614 489		3 614 489	2 092 468		2 092 468	
- Dotation / reprise de lissage							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-23 062 282	141 959	-22 920 323	-19 676 835	48 483	-19 628 353	
- Fonctions supports	-12 940 194		-12 940 194	-9 959 767		-9 959 767	
- Frais de siège	-10 122 088	141 959	-9 980 129	-9 717 068	48 483	-9 668 585	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	2 104 174		2 104 174	2 192 324		2 192 324
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	2 954 154		2 954 154	6 550 934		6 550 934
	- Coûts directs	-1 054 279		-1 054 279	-7 516 767		-7 516 767
	- AC	-1 131 298		-1 131 298	-3 302 621		-3 302 621
	- ACE	-936 376		-936 376	-118 254		-118 254
	- MO	-954 245		-954 245	-3 100 922		-3 100 922
	- AUTRES	1 967 640		1 967 640	-994 970		-994 970
	- Quote part des activités support affectées	-1 513 201	4 532	-1 508 669	-3 751 599	4 456	-3 747 143
	- Fonctions supports	-1 190 082		-1 190 082	-2 858 512		-2 858 512
	- Frais de siège	-323 119	4 532	-318 587	-893 086	4 456	-888 630
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	1 461 208		1 461 208	2 964 501		2 964 501	
- Coûts directs	-1 029 610		-1 029 610	-2 964 501		-2 964 501	
- AC	-635 955		-635 955				
- ACE				-2 964 501		-2 964 501	
- MO	-393 655		-393 655				
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-524 164		-524 164				
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	51 337 591		51 337 591	57 764 137		57 764 137	
MARGE AVANT IS	-27 460 239	146 491	-27 313 748	94 762 384	52 939	94 815 322	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2021 / 2022	10 594 063	-56 516	10 537 547				
MARGE NETTE CONCESSION	-27 460 239	146 491	-27 313 748	94 762 384	52 939	94 815 322	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-27 460 239	146 491	-27 313 748	94 762 384	52 939	94 815 322	
En % des produits	-53%		-53%	164%		164%	

		Hiva Oa 2022			Hiva Oa 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	PRODUIT AUTORISE et redevance solaire	238 543 222		238 543 222	247 887 194		247 887 194
	- Achat d'électricité d'origine thermique	234 495 466		234 495 466	243 937 384		243 937 384
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	3 855 770		3 855 770	4 138 577		4 138 577
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	191 986		191 986	-188 767		-188 767
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE						
	- Autres revente à TSE/Tumaraa						
	COUTS D'ACHAT	-238 543 222		-238 543 222	-247 887 194		-247 887 194
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-234 495 466		-234 495 466	-243 937 384		-243 937 384
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-3 855 770		-3 855 770	-4 138 577		-4 138 577
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHFP						
- Achat d'électricité d'origine solaire	-191 986		-191 986	188 767		188 767	
GESTION ADMINISTRATIVE	-31 661		-31 661	-36 931	14	-36 917	
- Produits de la Redevance solaire							
- Coûts de Fonctionnement							
- AC							
- ACE							
- MO							
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-31 661		-31 661	-36 931	14	-36 917	
- Fonctions supports	-31 661		-31 661	-34 108		-34 108	
- Frais de siège				-2 823	14	-2 809	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	154 192		154 192	154 192		154 192
	- Coûts directs	-94 728		-94 728	-141 540		-141 540
	- MO	-94 728		-94 728	-141 540		-141 540
	- Quote part des activités support affectées	-137 071	474	-136 597	-150 774	203	-150 571
	- Fonctions supports	-103 241		-103 241	-110 010		-110 010
	- Frais de siège	-33 830	474	-33 356	-40 764	203	-40 561
GESTION DE CLIENTELE	PRODUIT AUTORISE	20 554 569		20 554 569	21 312 900		21 312 900
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	889		889	900		900
	- Forfait FC	-23 121,00		-23 121	23 681,00		23 681
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	960 540		960 540	962 810		962 810
	- Frais de relance	752 040		752 040	746 218		746 218
	- Frais de perception de taxe	208 500		208 500	216 592		216 592
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-35 800 596	33 654	-35 766 942	-37 389 032	13 775	-37 375 257
	par UO : Nombre d'abonnés	-40 271		-40 233	-41 543		-41 528
	- Affranchissements	-1 196 475		-1 196 475	-1 177 567		-1 177 567
	- Fonctionnement	-16 503 295		-16 503 295	-7 735 148		-7 735 148
- AC	-5 377		-5 377				
- ACE	-367 208		-367 208	-124 758		-124 758	
- MO	-15 971 019		-15 971 019	-7 213 109		-7 213 109	
- AUTRES	-159 691		-159 691	-397 281		-397 281	
- Quote part des activités support affectées	-18 100 826	33 654	-18 067 172	-28 476 317	13 775	-28 462 542	
- Fonctions supports	-15 701 169		-15 701 169	-25 715 488		-25 715 488	
- Frais de siège	-2 399 657	33 654	-2 366 003	-2 760 829	13 775	-2 747 054	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	507 956		507 956	600 875		600 875
	- Frais de coupure	507 956		507 956	600 875		600 875
	- Coûts directs	-34 641		-34 641	-67 468		-67 468
	- AC	-3 642		-3 642	-5 275		-5 275
	- ACE	-22 300		-22 300			
	- MO	-8 699		-8 699	-62 193		-62 193
	- AUTRES						
- Quote part des activités support affectées	-8 945	63	-8 882	-74 872	89	-74 783	
- Fonctions supports	-4 436		-4 436	-56 960		-56 960	
- Frais de siège	-4 509	63	-4 446	-17 912	89	-17 823	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
	TOTAL DES PRODUITS	260 720 479		260 720 479	270 917 971		270 917 971
	MARGE AVANT IS	-13 930 386	34 192	-13 896 194	-14 829 841	14 082	-14 815 759
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022	5 374 294	-13 191	5 361 102			
	MARGE NETTE CONCESSION	-13 930 386	34 192	-13 896 194	-14 829 841	14 082	-14 815 759
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-13 930 386	34 192	-13 896 194	-12 605 365	11 970	-12 593 395
	En % des produits	-5%		-5%	-5%		-5%

		Hiva Oa 2022			Hiva Oa 2023		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de production	316 163		316 163	322 545		322 545
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	PRODUIT AUTORISE Rendement de distribution	1 080 965		1 080 965	130 613		130 613
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS	1 397 128		1 397 128	453 158		453 158	
- I.S.							
- IS report déficitaire 2021 / 2022	-539 007		-539 007				
MARGE NETTE CONCESSION	1 397 128		1 397 128	453 158		453 158	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	1 397 128		1 397 128	385 184		385 184	
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	PRODUIT AUTORISE	1 549 540		1 549 540	-2 826 002		-2 826 002
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	-1 549 540		-1 549 540	2 826 002		2 826 002
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière						
	MARGE AVANT IS						
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022						
	MARGE NETTE CONCESSION						
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE						
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS (*)	319 638 370		319 638 370	344 328 277		344 328 277
	TOTAL DES CHARGES (**)	-353 786 301	359 510	-353 426 791	-216 523 804	132 840	-216 390 964
	MARGE AVANT IS	-34 147 931	359 510	-33 788 421	127 804 473	132 840	127 937 313
	- I.S.						
	- IS report déficitaire 2021 / 2022	13 174 151	-138 698	13 035 453			
	MARGE NETTE CONCESSION	-34 147 931	359 510	-33 788 421	127 804 473	132 840	127 937 313
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-34 147 931	359 510	-33 788 421	108 633 802	112 914	108 746 716
	En % des produits	-11%		-11%	32%		32%

(*) : 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)

4.3.3.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

Des reprises de provisions pour risques de redressements CPS sur indemnités forfaitaires non soumises à cotisation (en frais de siège) ont été constatées en production, en distribution et fournitures.

Le montant total de ces reprises s'élève à 133 KF.

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

Commentaires sur la variation des produits : + 25 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 + **6 MF**.

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + **19 MF** sont :

- **Production thermique : + 14 MF**

- + 14 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - + 6 MF au titre du remplacement deux groupes P50 à Puamau par des P88
 - + 4 MF au titre du remplacement du groupe 1
 - + 3 MF au titre de la fourniture et de la pose du GPE de Hiva Oa
 - + 1 MF au titre des autres travaux immobilisés

- **Distribution : + 5 MF**

- +3 MF au titre des travaux vendus dont :
 - + 3 MF au titre des autres travaux
 - + 2 MF au titre de l'éclairage public
 - - 2 MF au titre des branchements
- +2 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - + 2 MF au titre du renouvellement de postes sources et postes DP

Commentaires sur la variation des charges : - 137 MF

- **Production thermique : - 20 MF**

- - 40 MF au titre de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - - 6 MF au titre de la conduite et maintenance de la centrale
 - - 40 MF au titre des charges calculées
 - + 6 MF au titre des fonctions support et frais de siège
- + 1 MF au titre de la maintenance des groupes
- + 5 MF au titre des matières consommées (gazole, huiles...)
- + 14 MF au titre des travaux immobilisés dont :
 - + 6 MF au titre du remplacement deux groupes P50 à Puamau par des P88
 - + 4 MF au titre du remplacement du groupe 1
 - + 3 MF au titre de la fourniture et de la pose du GPE de Hiva Oa
 - + 1 MF au titre des autres travaux immobilisés

- **Production hydraulique : + 1 MF**
 - + 2 MF au titre de la maintenance des centrales hydrauliques
 - - 1 MF au titre des fonctions support et frais de siège

- **Distribution : - 116 MF**
 - - 126 MF au titre de la gestion des réseaux dont :
 - - 123 MF au titre des charges calculées
 - - 3 MF sur les fonctions support et frais de siège
 - + 9 MF au titre des travaux vendus dont :
 - + 4 MF relatif à des travaux d'éclairage public
 - + 2 MF sur l'extension réseaux dans le quartier Pahava en 2022
 - + 2 MF sur les fonctions support et frais de siège
 - + 1 MF au titre d'autres travaux vendus
 - + 1 MF au titre de la réalisation de travaux immobilisés

- **Fourniture : + 2 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 2 MF au titre de la gestion de clientèle

- **Financier : - 4 MF**

Commentaires sur la variation de la marge récurrente : + 162 MF

La marge récurrente a été impactée par les phénomènes suivants :

- Une hausse de 6 MF sur le revenu autorisé
- Une hausse de 5 MF sur les matières consommées.
- Une hausse de 2 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Production
- Une baisse de 3 MF sur les coûts de fonctionnement et maintenance de la Distribution
- Une hausse de 2 MF sur les coûts de fonctionnement du service clientèle
- Une baisse de 162 MF sur les charges calculées
- Une baisse de 5 MF sur la marge des activités annexes
- Une hausse de 4 MF sur la marge financière

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

Impact de ce mécanisme sur les comptes de la concession :

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

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

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

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

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

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

Calcul du plafonnement 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 ».

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE - \text{Plafonnement N-1} \\ 312.883.629 &= 222.806.249 + 90.077.380 - 0 \end{aligned}$$

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	974	974		154 534	158 694	2,7%	150 516 116	154 567 956	2,7%
Nb de kWh produits	3 323 881	3 254 878	-2,1%	0,965	0,996	3,2%	3 207 545	3 241 858	1,1%
Ajustement TAC Avenant 18b									
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA									
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	75,3	75,538	0,3%	594 870	609 712	2,5%	44 818 055	46 056 378	2,8%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	889,0	900	1,2%	23 121	23 681	2,4%	20 554 569	21 312 900	3,7%
RE - "Forfaits"							219 096 285	225 179 093	2,8%
Résultat financier							1 549 540	-2 826 002	-282,4%
Partage des gains de rendement							1 397 128	453 158	
RE (Revenu de l'exploitation)							222 042 953	222 806 249	0,3%

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		
		l/kwh	Prix	Coût	l/kwh	Prix	Coût
Carburant : GO	C	937 305	84,41	79 122 363	978 281	86,63	84 748 476
Carburant : Fuel	C						
Urée	U						
Huiles	H	3 990	413,39	1 649 442	3 184	433,19	1 379 094
Energie achetée Hydro	E						
Energie achetée Solaire	E	8 121	23,64	191 986	7 796	-24,21	-188 767
Prod ENR EDT		501 351	7,69	3 855 770	524 801	7,89	4 138 577
Transport	T						
CE Total				84 819 562			90 077 380

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 Iles	Arrêté CM
Acpt 02/2023	86,63	Arrêté 93 CM 26 janvier 2023
Acpt 03/2023	86,63	Arrêté 261 CM 23 février 2023
Acpt 04/2023	86,63	Arrêté 522 CM 29 mars 2023
Acpt 05/2023	86,63	Arrêté 751 CM 26 avril 2023
Acpt 06/2023	86,63	Arrêté 831 CM 10 mai 2023
Acpt 07/2023	86,63	Arrêté 935 CM 28 juin 2023
Acpt 08/2023	86,63	Arrêté 1265 CM 26 juillet 2023
Acpt 09/2023	86,63	Arrêté 1475 CM 30 août 2023
Acpt 10/2023	86,63	Arrêté 1712 CM 27 septembre 2023
Acpt 11/2023	86,63	Arrêté 1922 CM 26 octobre 2023
Acpt 12/2023	86,63	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 Produits autorisés
		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.

		Hiva Oa								
		2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	121 523 581	113 751 145	127 326 345	122 289 114	121 535 745	106 192 006	106 618 836	106 873 132	107 759 700
Péréquation	B	155 050 366	152 501 592	n/a	n/a	144 829 925	135 129 724	137 432 919	n/a	148 059 113
CA péréqué	C=A+B	n/a	n/a	n/a	n/a	266 365 670	241 321 730	244 051 755	n/a	255 818 813
Ecart RA/(CA+péréquation)		36 309 681	39 492 555	159 623 996	158 168 052	n/a	n/a	11 151 257	142 948 762	n/a
Revenu autorisé avant plafonnement		312 883 628	306 862 515	286 950 341	280 457 166	271 713 343	264 060 180	255 203 011	249 821 894	255 818 813
Revenu autorisé y compris plafonnement n-1			305 745 292							
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	-11 151 257	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	7 198 943	n/a	n/a
Impact du plafonnement du RA				-1 117 223						
Produits comptabilisés		312 883 628	306 862 515	285 833 118	280 457 166	266 365 670	241 321 730	251 250 698	249 821 894	255 818 813

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

4.4.3 Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2023	Réalisé 2022
Nombre de kWh vendus îles (Consommés + Energie en compteur)	3 624 380	3 495 267
<i>Rendement électrique (kWh) Energie vendue/Energie produite et achetée</i>	90,2%	91,2%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	7 796	8 121
Total Production Photovoltaïque	7 796	8 121
Production hydro	524 801	501 351
Production Total EnR	532 597	509 472
Production brute thermique à produire	3 487 624	3 323 339
Production Nette thermique à produire	3 424 145	3 254 878
Total production (EDT et Autres)	4 020 221	3 832 811
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique	0,281	0,282
<u>Stock Matières Premières en volume (l)</u>		
Stock Initial	61 014	58 441
Achat Matière première	980 985	939 878
Stock Final	63 718	61 014
Consommation Matière 1ière	978 281	937 305
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,281	0,282
<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 îles	86,63 F	84,41 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 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
Prix de l'éolien	14,06 F	14,06 F
Prix huile	433,19 F	413,39 F
<u>Stock Matières Premières en XPF</u>		
Stock Initial	5 285 643	4 962 576
Achat Matière première	84 982 730	79 445 430
Stock Final	5 519 897	5 285 643
Consommation Matière 1ière	84 748 476	79 122 363
Huile	1 379 094	1 649 442
(CUHPF) Combustible urée, huiles...	86 127 570	80 771 806
(E) Energie achetée & ENR produite en XPF - Avec TVA sociale 1%	-188 767	191 986
(CE) TOTAL achat de matières premières	85 938 803	80 963 792

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 Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22
- 5.8 Plan de Renouvellement

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

	2022	Acquisition	Cession	2023
VB concessionnaire	292 227 831	19 009 784	-11 720 615	299 517 000
VB tiers & concédant	36 371 114		-292 576	36 078 538
Immo incorporelles	0			0
Production	328 598 945	19 009 784	-12 013 191	335 595 538
VB concessionnaire	452 981 308	2 403 923	-1 124 450	454 260 781
VB tiers & concédant	68 710 359			68 710 359
Immo incorporelles	0			0
Distribution	521 691 667	2 403 923	-1 124 450	522 971 140
Total	850 290 612	21 413 707	-13 137 641	858 566 678

Détail Production :

Libellé des chantiers	N° Chantier	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
G53232 - RENV CLIMATISATION CENTRALES TAAOA	400000116299	232 090	0%	-	232 090
G53232 - RENV CLIMATISATION CENTRALES TAAOA	400000116300	232 090	0%	-	232 090
G53211 - RENV GROUPE P88 A NAOHE (RPLCT G1)	400000116537	6 653 756	100%	6 653 756	-
G53210-F&P DE 2 GE P88 A PUAMAU(RPLCT 2P50)	400000116553	5 945 925	100%	5 945 925	-
G53210-F&P DE 2 GE P88 A PUAMAU(RPLCT 2P50)	400000116554	5 945 923	100%	5 945 923	-
TOTAL ACQUISITION PRODUCTION HIVA OA		19 009 784		18 545 604	464 180
FG WILSON P50 G294 NAOHE	400000000730	2 221 429		-	
CPL WILS P50 G294 NAOHE	400000000731	573 018			
FG WILSON P50 G1 PUAMAU	400000000744	4 463 084			
FG WILSON P50 G2 PUAMAU	400000000745	4 463 084			
TOTAL CESSION FIN CONCESSION		11 720 615			
AN CONST CONCEDANT TAAOA 36M2	400000000792	146 288			
AN CONST CONCEDANT TAAOA 62M2	400000000799	146 288			
TOTAL CESSION FIN TIERS & CONCEDANT		292 576			
TOTAL CESSION PRODUCTION HIVA OA		12 013 191		-	

Détail Distribution :

Libellé des chantiers	N°immo	Valeur Brute	Taux d'améliorant	Montant améliorant	Montant Renouvellement
352850 - RENF TRANSFORMATEUR 100KVA DU POSTE V1011	400000116307	2 403 923	37%	889 452	1 514 471
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13		2 403 923		889 452	1 514 471
			100%	-	-
TOTAL FINANCEMENT TIERS HIVA OA		-		-	-
TOTAL ACQUISITION DISTRIBUTION HIVA OA		2 403 923		889 452	1 514 471
POSTE HIVA OA 2003	400000001054	1 124 450			
TOTAL CESSION FIN CONCESSION		1 124 450			
TOTAL CESSION FIN TIERS & CONCEDANT		-			
TOTAL CESSION PRODUCTION HIVA OA		1 124 450		-	

Les immobilisations en cours du domaine concédé, non répertoriées dans ce tableau s'élèvent à 4,1 MF.

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

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
				Concessionnaire		Concédant & Tiers				
				B. Renouv	B. Non Renouv					Total
A.N CONSTRUCT ATUONA	500000009	01/01/1975	42	31 016 931	-	31 016 931	-	-	-	
A.N FILIERE ATUONA	250000009	01/01/1975	45,75	-	962 886	962 886	-	962 886	-	
AN CONST CONCEDANT HIVA	500000075	01/01/1992	35	-	-	-	10 530 056	-	9 633 250	896 806
CENTRALE DE DETECTION	310000012	24/06/2005	15,33	-	3 055 718	3 055 718	-	3 055 718	-	-
INSTALLATION CONDENSATEUR	280000021	15/12/2007	12,83	-	5 004 406	5 004 406	-	5 004 406	-	-
MOTEUR FG WILSON P400 HIV	120000035	01/03/2008	8,33	5 676 469	-	5 676 469	-	5 676 469	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 HIV	130000035	01/03/2008	8,33	2 477 824	-	2 477 824	-	2 477 824	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 HIVA	140000035	01/03/2008	8,33	2 659 528	-	2 659 528	-	2 659 528	-	-
CLOISONNEMENT PARE FEU	500000093	08/08/2008	1,41	2 341 827	-	2 341 827	-	2 341 827	-	-
SYST EXTING INCENDIE	310000028	08/08/2008	12,16	-	1 686 411	1 686 411	-	1 686 411	-	-
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	130000062	01/01/2010	14,91	-	2 552 716	2 552 716	-	2 397 855	-	154 861
ACCESSOIRE WILS P450 HIVA	140000062	01/01/2010	11	-	301 043	301 043	-	301 043	-	-
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	310000052	01/09/2010	10,08	-	666 222	666 222	-	666 222	-	-
RENFORC SECURITE ATUONA	310000080	01/03/2012	25	-	6 139 767	6 139 767	-	2 908 063	-	3 231 704
INST EVENTS ATUONA HIVA	310000081	01/03/2012	25	-	184 222	184 222	-	87 256	-	96 966
SUPERVIS*GE SEPAM ATUONA	280000083	01/01/2013	24,16	-	1 330 639	1 330 639	-	605 988	-	724 651
COFFRETS COMPTAGES ATUONA	280000109	01/09/2013	23,5	-	1 839 892	1 839 892	-	809 317	-	1 030 575
ETUDES DDAE CTRLR HIVA OA	300000059	01/01/2014	23	-	1 556 782	1 556 782	-	677 047	-	879 735
MOTEUR FG WILSON P400 ATU	120000091	17/07/2015	7	-	6 300 000	6 300 000	-	6 300 000	-	-
ALTERNAT FG WILS P400 ATU	130000091	17/07/2015	7	-	2 750 000	2 750 000	-	2 750 000	-	-
ACCESSOIRE WILS P400 ATUO	140000091	17/07/2015	7	-	572 400	572 400	-	572 400	-	-
ACHAT TGBT ATUONA HIVA	280000141	01/08/2015	21,58	-	9 060 389	9 060 389	-	3 535 952	-	5 524 437
ACHAT GROUPES MOTOPOMPES	310000113	01/10/2015	21,41	-	255 000	255 000	-	98 317	-	156 683
DETECT*/EXTINCT* GAZ TGBT	310000118	30/04/2016	20,91	-	1 278 431	1 278 431	-	469 184	-	809 247
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	120000098	01/11/2016	7	-	4 465 125	4 465 125	-	4 465 125	-	-
MOTEUR FG WILSON P450 ATU	120000097	01/11/2016	7	-	4 465 125	4 465 125	-	4 465 125	-	-
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	130000094	01/11/2016	7	-	1 946 593	1 946 593	-	1 946 593	-	-
ALTERNAT FG WILS P450 HIV	130000093	01/11/2016	7	-	1 946 593	1 946 593	-	1 946 593	-	-
ACCESSOIRE FG WILS P450	140000094	01/11/2016	7	-	3 622 270	3 622 270	-	3 622 270	-	-
ACCESSOIRE FG WILS P450	140000093	01/11/2016	7	-	3 622 270	3 622 270	-	3 622 270	-	-
CPL MOTEUR FG WILSON P450	120000098	01/05/2017	6,5	-	569 912	569 912	-	569 912	-	-
CPL MOTEUR FG WILSON P450	120000097	01/05/2017	6,5	-	569 912	569 912	-	569 912	-	-
CPL ALTERNAT FG WILS P450	130000094	01/05/2017	6,5	-	248 771	248 771	-	248 771	-	-
CPL ALTERNAT FG WILS P450	130000093	01/05/2017	6,5	-	248 771	248 771	-	248 771	-	-
CPL ACCESSOIRE WILS P450	140000094	01/05/2017	6,5	-	462 171	462 171	-	462 171	-	-
CPL ACCESSOIRE WILS P450	140000093	01/05/2017	6,5	-	462 170	462 170	-	462 170	-	-
MOTEUR PERKINS P450 ATUON	120000126	15/11/2019	7	-	4 799 696	4 799 696	-	2 830 975	-	1 968 721
AMNGT VOIRIE-AIRE DEPOTAG	200000041	01/11/2020	30,16	-	9 818 158	9 818 158	-	1 030 120	-	8 788 038
RNV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	260000080	01/11/2020	25	-	10 975 898	10 975 898	-	1 389 278	-	9 586 620

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Concédant & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire						
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
NV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	2600000081	01/11/2020	25	-	23 905 472	23 905 472	-	3 025 843	-	20 879 629
F&P MOTOPOMPE MOBILE HIVA	3100000135	30/08/2022	14,58	-	194 571	194 571	-	17 842	-	176 729
TOTAL CENTRALE ATUONA				44 172 579	117 820 402	161 992 981	10 530 056	107 984 386	9 633 250	54 905 402
A.N FILIERE HANAPAOA	2500000010	01/01/1985	35,75	-	291 886	291 886	-	291 886	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	5000000075	01/01/1992	35	-	-	-	1 851 438	-	1 693 758	157 680
AN FILIERE CONCED HIVA OA	2500000072	01/01/1992	25	-	-	-	74 127	-	74 127	-
F&P TGBT CENTRALE HANAPAA	2800000162	01/08/2018	8,41	-	3 913 388	3 913 388	-	2 521 682	-	1 391 706
FG WILSON P55 HANAPAAOA	1000000340	16/09/2019	5	-	5 989 639	5 989 639	-	5 142 885	-	846 754
FG WILSON P55 HANAPAAOA	1000000341	16/09/2019	5	-	5 586 493	5 586 493	-	4 796 731	-	789 762
TOTAL CENTRALE HANAPAAOA				-	15 781 406	15 781 406	1 925 565	12 753 184	1 767 885	3 185 902
BIWATER 105KVA HANAIIAPA	1000000031	01/01/1982	40	-	9 425 794	9 425 794	-	9 425 794	-	-
A.N CONSTRUCTION HANAIIAPA	5000000016	01/01/1988	35	-	1 641 108	1 641 108	-	1 641 108	-	-
A.N FILIERE HANAIIAPA	2500000016	01/01/1988	32,75	-	301 952	301 952	-	301 952	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	5000000075	01/01/1992	35	-	-	-	5 461 744	-	4 996 587	465 157
AUTOMATISA*TURBINE HANAIIA	2800000171	17/07/2020	25	-	1 175 836	1 175 836	-	162 620	-	1 013 216
TOTAL CENTRALE HANAIIAPA				-	12 544 690	12 544 690	5 461 744	11 531 474	4 996 587	1 478 373
A.N CONSTRUCT NAOHE	5000000011	01/01/1985	32	1 586 404	-	1 586 404	-	1 586 404	-	-
A.N FILIERE NAOHE	2500000011	01/01/1985	36	-	291 886	291 886	-	291 886	-	-
F&P TGBT CENTRALE NAOHE	2800000163	01/08/2018	2,41	-	4 080 417	4 080 417	-	4 080 417	-	-
FG WILSON P55 NAOHE	1000000342	16/09/2019	5	-	5 641 387	5 641 387	-	4 843 865	-	797 522
G53211 - RENV GROUPE P88 A NAOHE (RPLCT G1)	400000116537	31/12/2023	5	-	6 653 756	6 653 756	-	-	-	6 653 756
TOTAL CENTRALE NAOHE				1 586 404	16 667 446	18 253 850	-	10 802 572	-	7 451 278
A.N CONSTRUCT PUAMAU 80M2	5000000012	01/01/1988	35	-	1 641 108	1 641 108	-	1 641 108	-	-
PELTON BIWATER PUAMAU	1000000029	01/01/1988	40	-	10 188 824	10 188 824	-	9 175 525	-	1 013 299
A.N FILIERE PUAMAU 80M2	2500000012	01/01/1988	32,75	-	301 951	301 951	-	301 951	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	5000000075	01/01/1992	35	-	-	-	6 834 894	-	6 252 791	582 103
AN FILIERE CONCED HIVA OA	2500000072	01/01/1992	25	-	-	-	163 079	-	163 079	-
TOTAL CENTRALE PUAMAU 80M2				-	12 131 883	12 131 883	6 997 973	11 118 584	6 415 870	1 595 402
A.N CONSTRUCT PUAMAU 50M2	5000000013	01/01/1992	25	1 709 170	-	1 709 170	-	1 709 170	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	5000000075	01/01/1992	35	-	-	-	3 857 164	-	3 528 663	328 501
CUVE GASOIL 5000L PUAMAU	2600000061	01/01/2014	13	-	1 061 473	1 061 473	-	816 741	-	244 732
F&P PASSERELLE ACCES CUVE	3100000107	01/01/2015	12	-	481 983	481 983	-	361 597	-	120 386
F&P TGBT A PUAMAU HIVA OA	2800000156	01/01/2017	10	-	2 559 028	2 559 028	-	1 791 320	-	767 708
REAL AIRE DEPOTAGE CENT	500000158	01/01/2018	9	-	650 414	650 414	-	433 609	-	216 805
F&P POTENCE DE LEVAGE ROT	500000159	01/01/2018	9	-	1 368 521	1 368 521	-	912 347	-	456 174
F&P REHAUSSE CLOTURE CENT	500000160	01/01/2018	9	-	917 639	917 639	-	611 759	-	305 880
REAL APPENTIS AU DESSUS C	500000157	01/02/2018	8,91	-	882 000	882 000	-	585 532	-	296 468
RNV SEPARATEUR HYDROCARBU	3000000073	01/10/2018	8,25	-	383 138	383 138	-	243 911	-	139 227
G53210-F&P DE 2 GE P88 A PUAMAU(RPLCT 2P50)	400000116553	31/12/2023	5	-	5 945 925	5 945 925	-	-	-	5 945 925
G53210-F&P DE 2 GE P88 A PUAMAU(RPLCT 2P50)	400000116554	31/12/2023	5	-	5 945 923	5 945 923	-	-	-	5 945 923
TOTAL CENTRALE PUAMAU 50M2				1 709 170	20 196 044	21 905 214	3 857 164	7 465 987	3 528 663	14 767 728

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique	
				Concessionnaire		Concédant & Tiers				
				B. Renouv	B. Non Renouv		Total			
A.N CONSTRUCT TAAOA 36M2	500000014	01/01/1982	35	2 516 365	-	2 516 365	-	2 516 365	-	-
BOUVIER 115KVA TAAOA	1000000033	01/01/1982	40	-	10 188 823	10 188 823	-	10 188 823	-	-
A.N FILIERE TAAOA 36M2	2500000014	01/01/1982	38,75	-	462 991	462 991	-	462 991	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	5000000075	01/01/1992	35	-	-	-	2 330 011	-	2 131 572	198 439
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA36	2800000084	01/01/2013	8	-	443 547	443 547	-	443 547	-	-
F&P GARDE CORPS BASSIN	3100000102	01/01/2014	7	-	328 621	328 621	-	328 621	-	-
SECURISAT°ACCES CAPTAGES	3100000129	01/01/2020	25	-	530 029	530 029	-	84 805	-	445 224
G53232 - RENV CLIMATISATION CENTRALES TAAOA	400000116299	31/12/2023	10	-	232 090	232 090	-	-	-	232 090
G53232 - RENV CLIMATISATION CENTRALES TAAOA	400000116300	31/12/2023	10	-	232 090	232 090	-	-	-	232 090
TOTAL CENTRALE TAAOA 36M2				2 516 365	12 418 191	14 934 556	2 330 011	14 025 152	2 131 572	1 107 843
A.N CONSTRUCT TAAOA 62M2	500000015	01/01/1988	29	6 783 244	-	6 783 244	-	6 783 244	-	-
BIWATER FH TAAOA	1000000035	01/01/1988	40	-	24 453 178	24 453 178	-	22 021 259	-	2 431 919
A.N FILIERE TAAOA 62M2	2500000015	01/01/1988	32,75	-	1 248 064	1 248 064	-	1 248 064	-	-
AN CONST CONCEDANT HIVA	5000000075	01/01/1992	35	-	-	-	4 976 025	-	4 552 235	423 790
SUPERVIS°GE SEPAM TAAOA62	2800000085	01/01/2013	10	-	443 547	443 547	-	443 547	-	-
FOURNIT. SUPERVIS° TAAOA	2800000118	01/01/2014	9	-	257 392	257 392	-	257 392	-	-
PROTECTION DECOUPLAGE CEN	3100000120	01/02/2018	4,91	-	2 565 493	2 565 493	-	2 565 493	-	-
NVEAU LINER BASSIN TAAOA2	3000000075	01/01/2020	25	-	6 221 502	6 221 502	-	995 440	-	5 226 062
TOTAL CENTRALE TAAOA 62M2				6 783 244	35 189 176	41 972 420	4 976 025	34 314 440	4 552 235	8 081 770
TOTAL PRODUCTION HIVA OA				56 767 762	242 749 238	299 517 000	36 078 538	209 995 777	33 026 063	92 573 698
RES.AERIEN HIVA OA 98	9000000133	01/01/1998	25	-	28 454 284	28 454 284	-	28 454 284	-	-
RES.AERIEN HIVA OA 99	9000000134	01/01/1999	25	-	17 565 223	17 565 223	-	17 565 223	-	-
RES.AERIEN HIVA OA 2000	9000000135	01/01/2000	25	-	1 082 378	1 082 378	-	1 039 676	-	42 702
POSTE HIVA OA 2001	6600000053	01/01/2001	25	-	488 377	488 377	-	449 521	-	38 856
RES.AERIEN HIVA OA 2001	9000000136	01/01/2001	25	-	984 853	984 853	-	906 496	-	78 357
RESEAUX HIVA OA 2001	9000000308	01/01/2001	25	-	-	-	553 742	-	509 685	44 057
RESEAUX HIVA OA 2001	9000000386	01/01/2001	25	-	-	-	329 672	-	303 443	26 229
RES.AERIEN HIVA OA 2002	9000000137	01/01/2002	25	-	9 276 957	9 276 957	-	8 167 789	-	1 109 168
RESEAUX HIVA OA 2002	9000000309	01/01/2002	25	-	-	-	4 008 274	-	3 529 038	479 236
RESEAUX HIVA OA 2002	9000000387	01/01/2002	25	-	-	-	1 469 968	-	1 294 216	175 752
POSTE HIVA OA 2003	6600000061	01/01/2003	25	-	12 417 302	12 417 302	-	10 435 977	-	1 981 325
RES.AERIEN HIVA OA 2003	9000000191	01/01/2003	25	-	7 504 388	7 504 388	-	6 306 976	-	1 197 412
RESEAUX HIVA OA 2003	9000000310	01/01/2003	25	-	-	-	2 313 321	-	1 944 204	369 117
RESEAUX HIVA OA 2003	9000000388	01/01/2003	25	-	-	-	339 799	-	285 580	54 219
RESEAU BTA QTIER TAHAUKU	9000000447	01/01/2004	25	-	739 415	739 415	-	591 856	-	147 559
POSE COMPTEUR 2004 HIVA	9500000375	01/07/2004	20	-	252 086	252 086	-	245 939	-	6 147
TRANSFO ELEVATEUR HIVA OA	6500000108	01/11/2004	25	-	1 418 071	1 418 071	-	1 087 680	-	330 391
RESEAUX HTA/BTA MAKE MAKE	9000000557	13/04/2005	25	-	5 422 605	5 422 605	-	4 062 348	-	1 360 257
RESEAUX HIVA OA 2005	9000000523	01/06/2005	25	-	-	-	945 482	-	703 231	242 251
RESEAUX HIVA OA 2005	9000000591	01/06/2005	25	-	-	-	1 831 295	-	1 362 082	469 213
RESEAUX CP 51906 2005HIVA	9000000620	01/06/2005	25	-	103 217	103 217	-	76 771	-	26 446
COMPATGE HIVA OA 2005	9500000414	01/06/2005	20	-	-	-	1 076 213	-	1 000 583	75 630

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Concessionnaire	Concédant & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total					
TRANSFOS CP HIVA OA 2005	650000116	01/07/2005	25	-	159 217	159 217	-	117 899	-	41 318	
POSE COMPTEURS HIVA OA 05	950000433	01/07/2005	20	-	296 026	296 026	-	274 007	-	22 019	
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	950000434	01/07/2005	20	-	362 260	362 260	-	335 314	-	26 946	
COMPTAGES HIVA OA CP 2005	950000435	01/07/2005	20	-	40 611	40 611	-	37 590	-	3 021	
RESEAUX BTA QTIER DESOUZA	900000556	12/07/2005	25	-	1 161 034	1 161 034	-	858 338	-	302 696	
EXT BTA LOTISS PAEPAENUI	900000573	30/12/2005	25	-	1 856 869	1 856 869	-	1 337 963	-	518 906	
EXT BTA QTIER AVAEORU	900000575	30/12/2005	25	-	518 346	518 346	-	373 493	-	144 853	
TRANSFO TAAOA HIVA OA	650000118	01/01/2006	25	-	272 556	272 556	-	196 330	-	76 226	
POSTE RTE TAAOA HIVA OA	650000119	01/01/2006	25	-	475 488	475 488	-	342 508	-	132 980	
RESEAU HT/BT RTE TAAAO	900000641	01/01/2006	25	-	13 278 365	13 278 365	-	9 564 788	-	3 713 577	
RESEAU HTA HIVA OA	900000681	01/01/2006	25	-	6 393 277	6 393 277	-	4 605 261	-	1 788 016	
TRANSFO POSTE CP DP HIVAO	650000142	01/07/2006	25	-	1 458 621	1 458 621	-	1 021 754	-	436 867	
RESEAUX HIVA OA 2006	900000669	01/07/2006	25	-	-	-	4 089 633	-	2 864 760	1 224 873	
RESEAUX HIVA OA 2006	900000692	01/07/2006	25	-	-	-	682 244	-	477 907	204 337	
RESEAU 15% EXT HIVA OA 06	900000714	01/07/2006	25	-	514 799	514 799	-	360 613	-	154 186	
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	950000443	01/07/2006	20	-	648 693	648 693	-	568 006	-	80 687	
BRCHT HIVA OA 2006	950000459	01/07/2006	20	-	-	-	1 478 092	-	1 294 242	183 850	
RESEAUX CP HIVA OA 2007	900000738	01/07/2007	25	-	2 985 290	2 985 290	-	1 971 764	-	1 013 526	
RESEAU HIVAOA 2007	900000752	01/07/2007	25	-	-	-	444 867	-	293 832	151 035	
RESEAUX HIVA OA 2007	900000801	01/07/2007	25	-	-	-	5 247 849	-	3 466 168	1 781 681	
15% QUOTE PART EDT 2007	900000869	01/07/2007	25	-	624 692	624 692	-	412 605	-	212 087	
BRCHT/CPTAGES CP HIVAOA	950000484	01/07/2007	20	-	791 243	791 243	-	653 263	-	137 980	
BRCHT HIVAOA 2007	950000499	01/07/2007	20	-	-	-	1 274 706	-	1 052 418	222 288	
RESEAU 2008 CONCEDANT	900000955	01/01/2008	25	-	-	-	82 308	-	52 704	29 604	
EXT BTA AERIEN QT HEITAA	900000885	03/06/2008	25	-	286 156	286 156	-	178 405	-	107 751	
BTA AERIEN QT TEHEVINI	900000886	03/06/2008	25	-	268 764	268 764	-	167 561	-	101 203	
EXT BTA AERO SOUTERAIN	930000229	03/06/2008	35	-	426 747	426 747	-	190 040	-	236 707	
EXT BTA AERINNE QTIER	900000883	18/06/2008	25	-	706 188	706 188	-	439 114	-	267 074	
RESEAUX CP HIVA OA 2008	900000910	01/07/2008	25	-	14 653 113	14 653 113	-	9 090 550	-	5 562 563	
RESEAUX 2008 TIERS	900000969	01/07/2008	25	-	-	-	3 535 241	-	2 193 205	1 342 036	
BRCHT/CPTAGES CP HIVA OA	950000736	01/07/2008	20	-	1 121 749	1 121 749	-	869 893	-	251 856	
BRCHT 2008 FINANC TIERS	950000757	01/07/2008	20	-	-	-	2 129 913	-	1 651 704	478 209	
BTA AERIENNE QT PETERANO	900000884	03/07/2008	25	-	516 637	516 637	-	320 400	-	196 237	
POSTE DP HIVA OA 2009	660000123	01/07/2009	25	-	456 261	456 261	-	264 806	-	191 455	
RESEAUX CP HIVA OA 2009	900000996	01/07/2009	25	-	2 970 258	2 970 258	-	1 723 889	-	1 246 369	
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2009	950000773	01/07/2009	20	-	3 705 338	3 705 338	-	2 688 147	-	1 017 191	
RESEAUX 2009 CONCEDANT	900001035	01/12/2009	25	-	-	-	53 245	-	30 010	23 235	
BRCHT 2009 FINANC.TIERS	950000794	01/12/2009	20	-	-	-	1 252 398	-	882 340	370 058	
RESEAUX CP HIVA OA 2010	900001065	01/07/2010	25	-	17 720 169	17 720 169	-	9 575 688	-	8 144 481	
BRCHT/CPTAGE HIVA OA 2010	950000809	01/07/2010	20	-	2 068 982	2 068 982	-	1 397 555	-	671 427	
COMPTAGE TIERS HIVA 2010	950000836	01/07/2010	20	-	-	-	2 168 225	-	1 464 591	703 634	

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Concédant & Tiers	Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique
				Concessionnaire						
				B. Renouv	B. Non Renouv	Total				
EXT 14A1 QT HAITAA PUAMAU	9000001144	01/01/2011	25	-	408 614	408 614	-	212 569	-	196 045
EXT14A1 BT QT VAHAPUTONA	9000001189	01/01/2011	25	-	251 986	251 986	-	131 088	-	120 898
RESEAUX CP HIVA OA 2011	9000001165	01/07/2011	25	-	29 719 762	29 719 762	-	14 871 280	-	14 848 482
RESEAUX 2011 CONCED HIVA	9000001205	01/07/2011	25	-	-	-	128 862	-	64 480	64 382
BRCHT/CPTAGE HIVA OA	9500000853	01/07/2011	20	-	4 531 385	4 531 385	-	2 834 288	-	1 697 097
COMPTAGE TIERS HIVA 2011	9500000873	01/07/2011	20	-	-	-	1 565 347	-	979 092	586 255
EXT 14A1 QT TOUATEKINA	9000001243	01/01/2012	25	-	2 018 134	2 018 134	-	969 147	-	1 048 987
RESEAUX CP HIVA OA 2012	9000001260	01/07/2012	25	-	29 338 223	29 338 223	-	13 503 620	-	15 834 603
RESEAUX 2012 CONCED HIVA	9000001297	01/07/2012	25	-	-	-	2 385 724	-	1 098 087	1 287 637
BRCHT/CPTAGES HIVA OA	9500000893	01/07/2012	20	-	3 198 812	3 198 812	-	1 840 412	-	1 358 400
COMPTAGE TIERS HIVA 2012	9500000913	01/07/2012	20	-	-	-	845 783	-	486 615	359 168
RESEAUX CP HIVA OA 2013	9000001326	01/07/2013	25	-	47 737 306	47 737 306	-	20 062 747	-	27 674 559
RESEAUX 2013 CONCED HIVA	9000001372	01/07/2013	25	-	-	-	118 659	-	49 869	68 790
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500000930	01/07/2013	20	-	6 792 771	6 792 771	-	3 568 531	-	3 224 240
COMPTAGE TIERS HIVA 2013	9500000947	01/07/2013	20	-	-	-	1 526 320	-	801 841	724 479
CPTEURS SOLAIRE HIV 2013	9500001044	01/07/2013	20	-	-	-	37 757	-	19 835	17 922
TRANSFO TAPEATA HIVA OA	5300001575	01/07/2014	25	-	498 133	498 133	-	189 427	-	308 706
RESEAUX 2014 CONCED HIVA	9000001413	01/07/2014	25	-	-	-	176 100	-	66 966	109 134
RESEAUX CP HIVA OA 2014	9000001424	01/07/2014	25	-	911 575	911 575	-	346 648	-	564 927
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500000978	01/07/2014	20	-	2 263 268	2 263 268	-	1 075 827	-	1 187 441
COMPTAGE TIERS HIVA OA 2014	9500001000	01/07/2014	20	-	-	-	1 089 732	-	517 996	571 736
RESEAUX CP HIVA OA 2015	9000001487	01/07/2015	25	-	37 381 279	37 381 279	-	12 719 876	-	24 661 403
RESEAUX 2015 CONCED HIV	9000001520	01/07/2015	25	-	-	-	3 616 581	-	1 230 628	2 385 953
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001030	01/07/2015	20	-	4 532 710	4 532 710	-	1 927 954	-	2 604 756
COMPTAGE TIERS HIV 2015	9500001070	01/07/2015	20	-	-	-	1 133 616	-	482 175	651 441
RESEAUX CP HIVA OA 2016	9000001556	01/07/2016	25	-	1 715 706	1 715 706	-	514 994	-	1 200 712
RESEAUX 2016 TIERS HIVA O	9000001572	01/07/2016	25	-	-	-	2 217 245	-	665 538	1 551 707
RSX SOUT TIERS 2016 HIVA	9300000594	01/07/2016	35	-	-	-	338 343	-	72 542	265 801
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001089	01/07/2016	20	-	3 877 908	3 877 908	-	1 455 012	-	2 422 896
COMPTAGE TIERS HIVA 2016	9500001102	01/07/2016	20	-	-	-	1 077 211	-	404 175	673 036
COMPTAGE TIERS HIVA 2017	9500001120	01/07/2017	20	-	-	-	1 461 457	-	475 274	986 183
BRCHT/COMPTAGE HIVA OA	9500001140	01/07/2017	20	-	3 644 071	3 644 071	-	1 185 072	-	2 458 999
RENV 5 IACM PAR 5 IAM HIV	8100000067	01/05/2018	15	-	13 987 713	13 987 713	-	5 288 505	-	8 699 208
RESEAUX CP HIVA OA 2018	9000001623	01/07/2018	25	-	192 176	192 176	-	42 310	-	149 866
RSX AERIEN TIERS MOO 2018	9000001636	01/07/2018	25	-	-	-	1 216 227	-	267 770	948 457
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001157	01/07/2018	20	-	1 156 089	1 156 089	-	318 162	-	837 927
COMPTAGE TIERS HIVA 2018	9500001176	01/07/2018	20	-	-	-	1 365 635	-	375 830	989 805
TRANSFO HIVA OA ATUONA	5300001697	30/10/2018	25	-	654 344	654 344	-	135 386	-	518 958
RNV RESEAUX HIVA OA PMT	9000001624	30/10/2018	25	-	13 961 029	13 961 029	-	2 888 594	-	11 072 435
RENV RSX HT/BT PMT HIVA	9000001641	01/03/2019	25	-	24 703 395	24 703 395	-	4 780 953	-	19 922 442
14A1 LC18/12/2018 HIVA OA	9000001651	25/05/2019	25	-	1 057 770	1 057 770	-	194 862	-	862 908
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001193	01/07/2019	20	-	3 054 542	3 054 542	-	687 900	-	2 366 642

Désignation	N° immobilisation	Date de mise en service	Durée amortissement	Valeur Brute d'origine			Amortissement économique concessionnaire	Amortissement économique tiers	Valeur Nette Economique		
				Concessionnaire		Concédant & Tiers					
				B. Renouv	B. Non Renouv		Total				
COMPTAGE TIERS HIV 2019	9500001211	01/07/2019	20	-	-	-	1 672 659	-	376 692	1 295 967	
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	5200000770	01/01/2020	25	-	151 280	151 280	-	24 205	-	127 075	
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	9000001674	01/01/2020	25	-	1 230 150	1 230 150	-	196 824	-	1 033 326	
AVT3 EXT RSX TAAOA 2 HIVA	9300000752	01/01/2020	35	-	20 135 677	20 135 677	-	2 301 220	-	17 834 457	
TRANSFO V1022 PYLONE HIVA	5300001733	01/07/2020	25	-	-	-	1 017 176	-	142 460	874 716	
RESEAUX CP HIVA OA 2020	9000001699	01/07/2020	25	-	716 657	716 657	-	100 371	-	616 286	
RSX AERIEN TIERS HIV 2020	9000001703	01/07/2020	25	-	-	-	3 392 791	-	475 177	2 917 614	
RSX SOUT TIERS HIV 2020	9300000797	01/07/2020	35	-	-	-	527 811	-	52 802	475 009	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001229	01/07/2020	20	-	365 784	365 784	-	64 037	-	301 747	
COMPTAGE TIERS HIV 2020	9500001247	01/07/2020	20	-	-	-	1 462 937	-	256 114	1 206 823	
RENV RSX HT/BT HIVA OA	9000001691	01/10/2020	25	-	8 566 321	8 566 321	-	1 113 387	-	7 452 934	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001266	01/07/2021	20	-	827 284	827 284	-	103 467	-	723 817	
COMPTAGE TIERS HIV 2021	9500001281	01/07/2021	20	-	-	-	2 712 723	-	339 276	2 373 447	
RNV RSX HT/BT PMT HIVA OA	9000001722	10/08/2021	25	-	17 875 410	17 875 410	-	1 710 163	-	16 165 247	
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001306	01/07/2022	20	-	1 952 689	1 952 689	-	146 585	-	1 806 104	
COMPTAGE TIERS HIVA 2022	9500001319	01/07/2022	20	-	-	-	2 317 176	-	173 947	2 143 229	
352850 - RENF TRANSFORMATEUR 100kVA DU POSTE V1011	400000116307	30/11/2023	10	-	2 403 923	2 403 923	-	20 417	-	2 383 506	
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA				-	454 260 781	454 260 781	68 710 359	226 853 923	36 531 127	259 586 090	
TOTAL HIVA OA					56 767 762	697 010 019	753 777 781	104 788 897	436 849 700	69 557 190	352 159 788

* incluant TVA à reverser

	Production	distribution	total
Valeur Brute Concessionnaire*	299 517 000	454 260 781	753 777 781
Valeur Brute Tiers	36 078 538	68 710 359	104 788 897
Immobilisations incorporelles	-	-	-
Valeur brute total immo concédées	-	335 595 538	522 971 140
			858 566 678

Ces valeurs intègrent la TVA à régulariser en fin de concession (articles 345-17 et 345-18 du code des impôts) dont l'application a été confirmée par un courrier de la DICP en date du 9 février 2021, dans le cadre d'une procédure de rescrit fiscal.

La loi fiscale applicable en Polynésie exigeait que la TVA sur immobilisations initialement déduite fasse l'objet d'une régularisation en fin de concession.

Cette régularisation consistait à reverser au trésor le montant de la TVA initialement déduite sur acquisition d'immobilisation sous déduction de un 10ème par année ou fraction d'année de détention.

Le 9 février 2022, à l'issue d'analyses juridiques poussées et d'une nouvelle procédure de rescrit, l'administration a modifié sa doctrine en reconsidérant le principe de régularisation mentionné ci-dessus.

Cette modification – applicable à compter du 9 février 2022 - prévoit qu'à partir de cette date les biens de retour qui reviendront au concédant sont dispensés de régularisation de TVA.

Les conséquences comptables de l'évolution de cette doctrine fiscale seront appréhendées dans les comptes de l'exercice 2022 avec en particulier la valeur la correction de la valeur des immobilisations mises en services dans les 10 dernières années de la concession

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Cf. 5.1 – Variation du patrimoine immobilier.

5.4 - Dépenses de renouvellement réalisées dans l'année

Plan prévisionnel du 15 avril 2019

Production

	2018	2019	2020	Total
GI HANAPAAOA	3 659 874			3 659 874
G2 AWONA	14 371 383			14 371 383
G2 HANAPAAOA	3 659 874			3 659 874
G2 NAHOE	3 659 874			3 659 874
G4 A TUONA	6 587 773			6 587 773
S/T Groupes	31 938 778	-	-	31 938 778
Filières	19 003 121			19 003 121
Bâtiments	45 940 925			45 940 925
Total	96 882 824	-	-	96 882 824

Distribution

	Transfo.	IAT IAM	Réseaux HT	Réseaux BT	Branchements et comptages	Réseau-souterrain	Total
Quantité		3	120	81	108		
Montant	3 068 518	6 000 000	73 636 261	32 727 227	10 933 431	7 500 000	133 865 436

Réalisé

	Production	Distribution	Total
2018	8 376 943	15 546 140	23 923 083
2019	22 017 215	27 667 217	49 684 432
2020	10 975 898	8 839 781	19 815 679
2021	22 181 560	18 629 719	40 811 279
2022	194 571	1 028 091	1 222 662
2023	464 180	1 514 471	1 978 651
Cumul	64 210 367	73 225 420	137 435 787

Reste à faire sur plan 2018 / 2030

	Production	Distribution	Total
Plan 2018 / 2030	96 882 824	133 865 436	230 748 260
- Réalisé	(64 210 367)	(73 225 420)	(137 435 787)
Reste à faire	32 672 457	60 640 016	93 312 473

(-) = dépassement du plan par le réalisé

Détail des dépenses de renouvellement

Production	n° immobilisation	date mise en service	VO totale	Taux d'améliorant	Montant Renouvellement
chantiers de renouvellement					
F&P TGBT CENTRALE NAOHE	2800000163	01/08/2018	4 080 417	0,00%	4 080 417
F&P TGBT CENTRALE HANAPAA	2800000162	01/08/2018	3 913 388	0,00%	3 913 388
RNV SEPARATEUR HYDROCARBU	3000000073	01/10/2018	383 138	0,00%	383 138
sous total 2018					8 376 943
MOTEUR PERKINS P450 ATUON	1200000126	15/11/2019	4 799 696	0,00%	4 799 696
FG WILSON P55 HANAPAAOA	1000000340	16/09/2019	5 989 639	0,00%	5 989 639
FG WILSON P55 HANAPAAOA	1000000341	16/09/2019	5 586 493	0,00%	5 586 493
FG WILSON P55 NAOHE	1000000342	16/09/2019	5 641 387	0,00%	5 641 387
sous total 2019					22 017 215
RNV CUVE GASOIL 20M3 ATUO	2600000080	01/11/2020	10 975 898	0,00%	10 975 898
sous total 2020					10 975 898
MOTEUR FG WILSON P500 UAP	1200000150	19/05/2021	8 954 994	0,00%	8 954 994
ALTERNAT FG WILSON P500 UAP	1300000121	19/05/2021	6 716 246	0,00%	6 716 246
ACCESS FG WILSON P500 UA PO	1400000116	19/05/2021	6 510 320	0,00%	6 510 320
sous total 2021					22 181 560
F&P MOTO-POMPE MOBILE HIVA	3100000135	30/08/2022	194 571	0,00%	194 571
sous total 2022					194 571
G53232 - RENV CLIMATISATION CENTRALES TAAOA	400000116299	31/12/2023	232 090	0,00%	232 090
G53232 - RENV CLIMATISATION CENTRALES TAAOA	400000116300	31/12/2023	232 090	0,00%	232 090
sous total 2023					464 180
Total					64 210 367

Distribution	n° immobilisation	date mise en service	VO totale	Taux d'améliorant	Montant Renouvellement
chantiers de renouvellement					
RNV RESEAUX HIVA OA PMT	9000001624	30/10/2018	13 961 029	0,00%	13 961 029
TRANSFO HIVA OA ATUONA	5300001697	30/10/2018	654 344	0,00%	654 344
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001157	01/07/2018	1 156 089	19,49%	930 767
sous total 2018					15 546 140
RENV RSX HT/BT PMT HIVA	9000001641	01/03/2019	24 703 395	0,00%	24 703 395
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001193	01/07/2019	3 054 542	2,97%	2 963 822
sous total 2019					27 667 217
RENV RSX HT/BT HIVA OA	9000001691	01/10/2020	8 566 321	0,00%	8 566 321
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001229	01/07/2020	365 784	25,24%	273 460
sous total 2020					8 839 781
RNV RSX HT/BT PMT HIVA OA	9000001722	10/08/2021	17 875 410	0,00%	17 875 410
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001266	01/07/2021	827 284	8,82%	754 309
sous total 2021					18 629 719
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	9500001306	01/07/2022	1 952 689	47,35%	1 028 091
sous total 2022					1 028 091
352850 - RENV TRANSFORMATEUR 100kVA DU POSTE V1011	400000116307	30/11/2023	2 403 923	37,00%	1 514 471
sous total 2023					1 514 471
Total					73 225 420

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 :

- D'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession ;
- 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 laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public.

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.

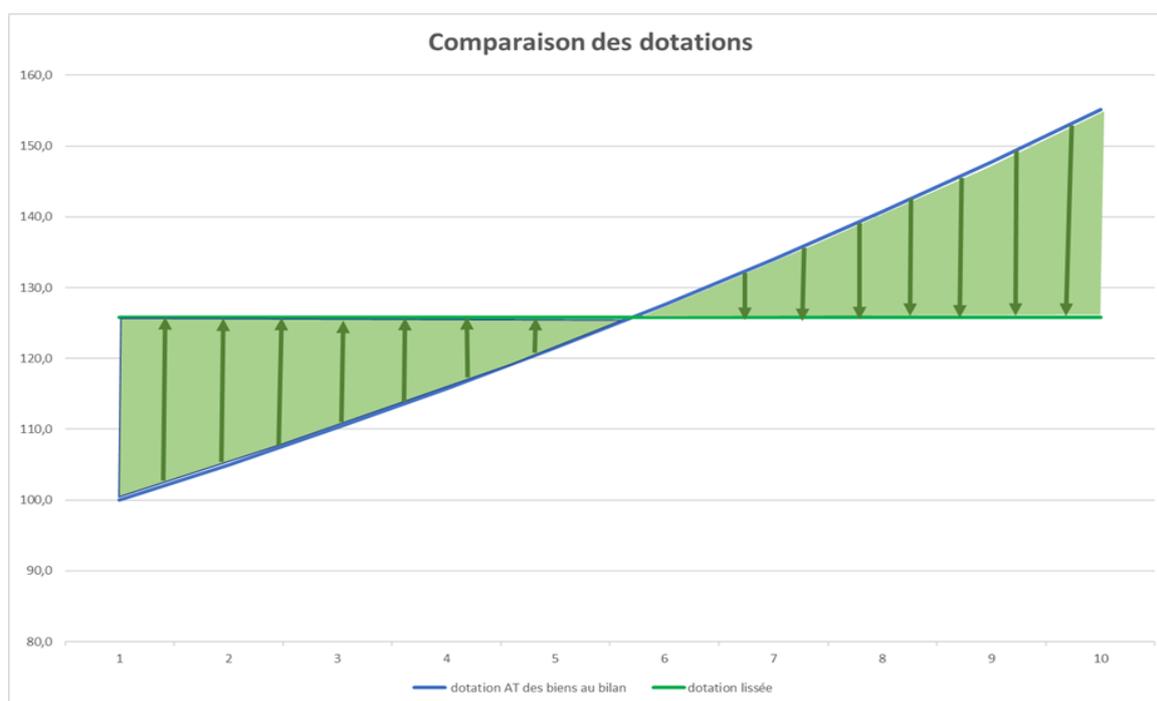
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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.

Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	272 213 929	250 877 457	258 946 280	270 237 990	272 448 703	278 487 987	270 962 967
VO Ouverture incorporel	-	58 543 373	58 543 373	58 543 373	58 543 373	-	-
Acquisitions	3 134 725	12 463 618	24 593 229	12 402 765	0	194 571	464 180
Acquisitions financement Tiers							
Régularisations et TVA à reverser				(3 925 379)	6 039 284	11 978 099	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(24 471 197)	(1 846 563)	(13 301 519)	(3 359 251)	(58 543 373)	(19 697 690)	(11 720 615)
- origine financement tiers	-	(2 548 232)	-	(2 907 422)	-	-	(292 576)
VO Clôture	250 877 457	317 489 653	328 781 363	330 992 076	278 487 987	270 962 967	259 413 956
- Financements tiers cumul	(41 826 768)	(39 278 536)	(39 278 536)	(36 371 114)	(36 371 114)	(36 371 114)	(36 078 538)
- IFC biens au bilan clôture	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)			
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	-	-	-
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
				0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
- IFC hors biens améliorants	(9 470 457)	(16 602 011)	(16 602 012)	(60 755 909)	-	-	-
Base amortissable	199 580 232	261 609 106	272 900 815	233 865 053	242 116 873	234 591 853	223 335 418
Cumul doté à l'ouverture	171 989 204	178 886 961	220 783 905	240 994 413	235 750 108	242 116 873	238 306 041
Réintégration AT sur incorporel		43 450 820					
Sortie AT sur sortie immo		(26 317 760)	(13 301 519)	(3 359 251)	(58 543 373)	(96 644)	(31 321 661)
Reste à amortir	27 591 028	65 589 085	65 418 429	(3 770 109)	64 910 139	(7 428 376)	16 351 038
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	6 897 757	24 763 884	33 512 027	(1 885 055)	64 910 139	(3 714 188)	16 351 038
Dotations cumulées	178 886 961	220 783 905	240 994 413	235 750 108	242 116 873	238 306 041	223 335 418
Vo - fin tiers - IFC - dotations	20 693 271	40 825 201	31 906 402	(1 885 055)	-	(3 714 188)	-
Mécanique de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvert	(134 072 530)	(130 892 903)	(110 138 343)	(86 755 666)	(70 632 652)	-	-
Dotations/reprises B	3 179 627	20 754 560	23 382 677	16 123 014	70 632 652		
Actif/Passif de renouvellement cloture	(130 892 903)	(110 138 343)	(86 755 666)	(70 632 652)	-	-	-
Dotation aux amortissements A	(6 897 757)	(24 763 884)	(33 512 027)	1 885 055	(64 910 139)	3 714 188	(16 351 038)
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(3 718 130)	(4 009 324)	(10 129 350)	18 008 069	5 722 513	3 714 188	(16 351 038)
moyenne des dotations	(1 127 179)	(1 127 179)	(1 127 179)	(1 127 179)	(1 127 179)	(1 127 179)	
écart sur moyenne exercice	(2 590 951)	(2 882 145)	(9 002 171)	19 135 247	6 849 692	4 841 367	
écart sur moyenne en cumulé	(2 590 951)	(5 473 097)	(14 475 268)	4 659 979	11 509 671	16 351 038	
Traitement de l'améliorant							
VO Ouverture	-	2 559 028	10 570 351	10 570 351	57 635 978	57 635 978	57 635 978
Acquisitions financement concession	2 559 028	8 011 323	-	47 065 627	-	-	18 545 604
Acquisitions autres financement Tiers	-	-	-	-	-	-	-
VO Clôture	2 559 028	10 570 351	10 570 351	57 635 978	57 635 978	57 635 978	76 181 582
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice							(18 545 604)
	0%	0%		0%	0%	0%	0%
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	-	-	(18 545 604)
	0%	0%	0%	0%	0%	0%	24%
Base amortissable	2 559 028	10 570 351	10 570 351	57 635 978	57 635 978	57 635 978	57 635 978
Cumul doté à l'ouverture	0	(639 757)	(3 949 955)	(7 260 153)	(32 448 066)	(57 635 978)	(57 635 978)
Reste à amortir	2 559 028	9 930 594	6 620 396	50 375 825	25 187 913	-	-
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	(639 757)	(3 310 198)	(3 310 198)	(25 187 913)	(25 187 913)	-	-
Dotations cumulées	(639 757)	(3 949 955)	(7 260 153)	(32 448 066)	(57 635 978)	(57 635 978)	(57 635 978)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	1 919 271	6 620 396	3 310 198	25 187 913	-	-	-
Impact exercice (+) = produit	(4 357 887)	(7 319 522)	(13 439 548)	(7 179 844)	(19 465 399)	3 714 188	(16 351 038)

Distribution :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture corporel	390 312 694	393 697 425	433 251 467	464 155 624	467 610 803	483 469 879	476 102 161
VO Ouverture incorporel	-	25 245 993	25 245 993	25 245 993	25 245 993	-	-
Acquisitions	3 384 731	39 554 042	30 904 157	9 988 944	18 629 719	1 028 091	1 514 471
Écart sur acquisition					6 533 765	(10 693 787)	
Acquisitions financement Tiers							
Tranferts et TVA à reverser				(6 533 765)	(9 304 408)	(8 395 809)	
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	-	-	-	-	(25 245 993)	10 693 787	(1 124 450)
- origine financement tiers	-	-	-	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
VO Clôture	393 697 425	458 497 460	489 401 617	492 856 796	483 469 879	476 102 161	476 492 182
- Financements tiers cumul	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)	(51 563 767)
- IFC biens au bilan clôture	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)			
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	-	-	-
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(186 468 574)	(213 862 229)	(242 030 697)	(228 873 828)	0,00%	0,00%	0,00%
Base amortissable	155 665 084	193 071 464	195 807 153	212 419 201	431 906 112	424 538 394	424 928 415
Cumul doté à l'ouverture	110 304 085	123 406 133	180 541 641	187 178 509	199 798 855	431 906 112	428 222 253
Réintégration AT sur incorporel		35 009 893					
Sortie AT sur sortie immo		-	-	-	(25 245 993)	-	(1 124 450)
Reste à amortir	45 360 999	34 655 438	15 265 512	25 240 692	257 353 250	(7 367 718)	(2 169 388)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	13 102 048	22 125 615	6 636 868	12 620 346	257 353 250	(3 683 859)	(2 169 388)
Dotations cumulées	123 406 133	180 541 641	187 178 509	199 798 855	431 906 112	428 222 253	424 928 415
Vo - fin tiers - IFC - dotations	32 258 951	12 529 823	8 628 644	12 620 346	-	(3 683 859)	-
Mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	-	(1 674 846)	(230 752)	2 966 606	(25 225 844)	-	-
Dotations/reprises B	(1 674 846)	1 444 094	3 197 358	(28 192 450)	25 225 844	-	-
Actif/Passif de renouvellement clôture	(1 674 846)	(230 752)	2 966 606	(25 225 844)	-	-	-
Dotation aux amortissements A	(13 102 048)	(22 125 615)	(6 636 868)	(12 620 346)	(257 353 250)	3 683 859	2 169 388
Dotation hors améliorant, lissée A+B	(14 776 894)	(20 681 521)	(3 439 510)	(40 812 796)	(232 127 406)	3 683 859	2 169 388
moyenne des dotations	(50 997 480)	(50 997 480)	(50 997 480)	(50 997 480)	(50 997 480)	(50 997 480)	
écart sur moyenne exercice	36 220 586	30 315 959	47 557 970	10 184 684	(181 129 926)	54 681 339	
écart sur moyenne en cumulé	36 220 586	66 536 545	114 094 515	124 279 199	(56 850 727)	(2 169 388)	
Traitement de l'améliorant							
VO Ouverture	-	1 720 797	4 977 185	7 932 831	39 562 034	42 347 732	45 589 506
Acquisitions financement concession	259 340	674 526	1 282 987	25 228 488	72 975	924 598	889 452
Acquisitions autres financement Tiers	1 461 457	2 581 862	1 672 659	6 400 715	2 712 723	2 317 176	
VO Clôture	1 720 797	4 977 185	7 932 831	39 562 034	42 347 732	45 589 506	46 478 958
Financements tiers cumul	(1 461 457)	(4 043 319)	(5 715 978)	(12 116 693)	(14 829 416)	(17 146 592)	(17 146 592)
- IFC améliorant exercice	(217 846)	(593 583)	(1 180 348)	(24 219 348)		(785 858)	(1 313 519)
- IFC biens au bilan cumulé	(217 846)	(811 428)	(1 991 777)	(26 211 125)	-	(785 858)	(2 099 377)
	84%	87%	90%	96%	0%	3%	7%
Base amortissable	41 494	122 438	225 076	1 234 216	27 518 316	27 657 056	27 232 988
Cumul doté à l'ouverture	0	(64 835)	(354 512)	(1 285 682)	(1 259 949)	(27 518 316)	(27 587 686)
Reste à amortir	41 494	57 603	(129 436)	(51 466)	26 258 367	138 740	(354 698)
Nb années restantes	4	3	2	2	1	2	1
Dotation exercice	(64 835)	(289 677)	(931 170)	25 733	(26 258 367)	(69 370)	354 698
Dotations cumulées	(64 835)	(354 512)	(1 285 682)	(1 259 949)	(27 518 316)	(27 587 686)	(27 232 988)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	(23 341)	(232 074)	(1 060 606)	(25 733)	-	69 370	-
PRC: reprise lissée	3 254 633	-	-	-	-	-	-
Caducité : reprise lissée	46 043 920	46 043 920	46 043 920	23 021 960	23 021 960	23 021 960	23 021 960
Impact exercice (+) = produit	34 456 824	25 072 722	41 673 240	(17 765 103)	(235 363 813)	26 636 449	25 546 045

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisées dans l'année

Cf paragraphe 1 – Variation du patrimoine immobilier

5.7 - Indemnité de fin de concession dans le cadre de l'article 22

L'IFC est régie par l'article 22 du cahier des charges de la concession :

➤ L'article 22 « 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.

Bien de production

Cette indemnité sera égale au montant réajusté conformément à l'Article 27, des dépenses dûment justifiées par le concessionnaire, sauf déduction pour chaque ouvrage de 1/10ème de cette valeur réajustée pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.

L'amortissement correspondant, dit amortissement de caducité, sera, chaque année, égal à 1/N de la valeur des ouvrages, N étant le nombre d'années restant à courir avant la fin de la concession (pour N > 10) et égal à 1/10 pour de la valeur des ouvrages pour les dix dernières années de la concession.

➤ Application de la formule

Pour les concessions prenant fin en 2020, les acquisitions de biens réalisées par le concessionnaire au cours de la période du 01/01/2010 au 30/09/2020 donneront lieu à indemnisation.

L'indemnité de fin de concession comportera un nombre de 10^{ème} de la valeur d'origine égal à : 10 – (2020 – (année de mise en service+1)).

années civiles	10 dernières années	exemple de date de mise en service											
		avril 2020	février 2021	mars 2022	mars 2023	mars 2024	mars 2025	mars 2026	avril 2027	mai 2028	juin 2029	juillet 2030	
2018													
2019													
2020													
2021	10		non										
2022	9		1	non									
2023	8		1	1	non								
2024	7		1	1	1	non							
2025	6		1	1	1	1	non						
2026	5		1	1	1	1	1	non					
2027	4		1	1	1	1	1	1	non				
2028	3		1	1	1	1	1	1	1	non			
2029	2		1	1	1	1	1	1	1	1	non		
2030	1		non	non	non	non	non	non	non	non	non	non	non
nb de 10èmes à déduire			8	7	6	5	4	3	2	1	0	0	0
IFC en % de la Vo		n/a	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	100%	100%

Bien de distribution

Il sera attribué au concessionnaire une indemnité correspondant à la valeur non amortie des ouvrages de distribution pour autant que le Concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur financement.

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.

Cet "amortissement" que le Concessionnaire sera autorisé à comptabiliser pour constater la dépréciation économique d'un ouvrage correspond à la somme des amortissements techniques et/ou provision pour renouvellement de caducité.

L'avenant 5 du 01/10/2021 prolonge l'échéance de la concession de 3 mois (du 30/09/2021 au 31/12/2021) et revoit les clauses de reprise des biens en fin de concession.

Article 3 :

Pendant la période de prolongation, et sauf nécessité validée expressément par l'Autorité concédante, le Concessionnaire n'engagera aucuns travaux améliorants, hors branchements (article 15 du Cahier des charges), extensions à établir sur la demande des usagers (article 14 c du Cahier des charges), et tous les travaux intégralement financés par les usagers.

Toute dépense d'améliorant exposée par le Concessionnaire pendant cette même période dans les conditions définies à l'alinéa précédent sera refacturée intégralement à l'Autorité concédante. Les sommes dues au Concessionnaire lui seront payées dans les 6 mois qui suivront l'échéance du contrat de concession.

Article 4 : Renouvellement des groupes

Le Concessionnaire effectuera toutes démarches en vue de commander les groupes G1 et G2 P88 Puamau et G1 P55 Nahoe à renouveler, pour un montant estimatif prévisionnel de 17,8 millions XPF HT.

Il est expressément convenu que les dépenses exposées par le Concessionnaire à ce titre (commandes, pointage interne, etc.) seront refacturées intégralement à l'Autorité concédante. Les sommes dues au Concessionnaire lui seront payées dans les 6 mois qui suivront l'échéance du contrat de concession.

L'avenant 6 du 01/01/2022 prolonge l'échéance de la concession de 24 mois (du 31/12/2021 au 31/12/2023) et revoit les clauses de reprise des biens en fin de concession.

Article 3 : Investissements à réaliser en 2022

A la demande du Concédant, qui a sollicité plusieurs prolongations du contrat de Concession, le Concessionnaire s'engage à procéder au cours de l'année 2022, à l'acquisition d'un groupe P400, d'une valeur prévisionnelle de 24.000.000 F CFP.

Il est établi que ce montant, rapporté au chiffre d'affaires annuel moyen de la concession, représente un investissement de nature à modifier l'économie générale du contrat, si celui-ci n'est pas au minimum prolongé de 24 mois.

Article 5 :

Au titre de la durée initiale de la concession l'Autorité Concédante et le Concessionnaire conviendraient d'un accord au sujet du traitement de l'indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions du Cahier des charges, au 30 septembre 2021, dont le montant est fixé à 255.000.000 XPF.

Au titre de la seconde prolongation de 3 mois au total, l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession telle qu'elle aurait résulté des dispositions de l'article 4 de l'avenant 4 du 1^{er} octobre 2021.

Au titre de cette nouvelle prolongation de 24 mois, l'Autorité Concédante devra au Concessionnaire une indemnité de fin de concession égale à la valeur d'origine des investissements financés par le concessionnaire, diminuée d'un amortissement technique calculé linéairement sur une durée de 10 ans, dont le montant prévisionnel est estimé à 41.800.000 XPF.

En résumé les biens améliorants ou de 1er établissements établis à partir du 1er janvier 2011 feront l'objet d'une indemnité de fin de concession dont le calcul variera en fonction de leur date de mise en service :

du 01/01/2011 au 30/09/2021 : IFC conventionnelle de 255 millions XPF

du 01/10/2021 au 31/12/2021 : IFC correspondant à 100% de la Vo des biens

du 01/01/2022 au 31/12/2023 : IFC correspondant à la Vo des biens mis en service sous déduction d'un amortissement linéaire calculé sur une durée de 10 ans à compter de leur date de mise en service

Actifs Immobilisés		N° immobilisation	Date de mise en service	Valeur Brute Concessionnaire	Taux améliorant	Base Améliorant	Nb de 10ème à déduire	Total IFC
G53210-F&P DE 2 GE P88 A PUAMAU(RPLCT 2P50)		400000116553	31/12/2023	5 945 925		5 945 925		5 945 925
G53210-F&P DE 2 GE P88 A PUAMAU(RPLCT 2P50)		400000116554	31/12/2023	5 945 923		5 945 923		5 945 923
G53211 - RENV GROUPE P88 A NAOHE (RPLCT G1)	U FGWPES27JPCA02451	400000116537	31/12/2023	6 653 756		6 653 756		6 653 756
TOTAL PRODUCTION HIVA OA				18 545 604		18 545 604		18 545 604
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA	CP 2022	9500001306	01/07/2022	1 952 689	47,35%	924 598	1,5	785 858
352850 - RENV TRANSFORMATEUR 100KVA DU POSTE V1011		400000116307	30/11/2023	2 403 923	37,00%	889 452	0,1	881 902
BRCHT/COMPTAGES HIVA OA		E4900	23/01/2023	476 213	100,00%	476 213	0,9	431 617
TOTAL DISTRIBUTION HIVA OA				4 832 825		2 290 263		2 099 377
TOTAL HIVA OA				23 378 429		20 835 867		20 644 981

Le montant du au titre de l'améliorant des 10 dernières années s'élève à 20.644.981 FCFP

A cette somme s'ajoute la valeur des travaux en-cours qui sont au 31 décembre de :

- le groupe P500 prévu à l'avenant 6; prestation de pose et dépose restant à effectuer pour 24.000.000 F CFP

- les chantiers de distribution encours au 31 décembre 2023 pour 725.764 F CFP.

20 644 981

24 000 000

725 764

Le montant total de l'IFC de fin de concession s'élève donc à 45.370.745 F CFP

45 370 745

5.8 - Plan de Renouvellement

Le plan de renouvellement en vigueur est celui transmis à l'autorité concédante le 15 avril 2019 et reporté au chapitre 4 "Renouvellement".

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

Etats des engagements à incidence financière

a) Convention de fourniture de Gasoil pour les autres îles (EDT – PETROPOL)

Durée : du 1^{er} octobre 2021 au 30 septembre 2026.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, sauf tarifs préférentiels suivants : prestations locales de 11,50 F/l., et Premium de 2,50\$/bbl.

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

La commune, ou le nouveau délégataire de la concession, se voit transférer de plein droit le bénéfice du contrat, avec possibilité d'en demander la résiliation au cours d'un délai de 6 mois après la fin de la concession d'EDT.

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

Conventions de raccordement et d'achat, conformes au modèle adopté par arrêté n°2128 CM du 23/11/2010. Les prix de rachat, garantis 25 ans, varient en fonction de la puissance installée, conformément à la réglementation.

Conformément à la réglementation, les contrats sont transférés de plein droit au nouveau gestionnaire du service public, à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT.

c) Baux

Bailleur	Objet du bail
COMMUNE DE HIVA OA (1)	AGENCE HIVA OA
COMMUNE DE HIVA OA (2)	AGENCE HIVA OA (ANN.)

d) 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.

e) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

f) 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.

Durée : 1er janvier 2021 – 30 septembre 2030 (convention signée en août 2022). La convention prend fin de plein droit pour chaque concession quittant le périmètre EDT.