



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

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

**RAPPORT DU DELEGATAIRE
DU SERVICE PUBLIC**

Année 2020

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 - PRESENTATION	14
1.1 - Le système électrique polynésien	15
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	21
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	28
2 - OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	30
2.1 - Mode de détermination des tarifs	31
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020	31
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	32
2.4 - Autres produits d'exploitation	33
2.5 - Statistiques de ventes	33
2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord	36
2.7 - Gestion des impayés	37
2.8 - Services offerts à la clientèle	37
2.9 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	42
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	46
3.1 - Production	47
3.2 - Qualité de la fourniture	48
3.3 - Réseau de transport et de distribution	50
3.4 - Raccordement solaire	53
3.5 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif	53
4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	54
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	55
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	63
4.3 - Comptes de la concession	67
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	75
4.5 - Annexes	79
5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	83
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	84
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	86
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	88
5.4 - Dépenses de renouvellement	91
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	95
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année	101
5.7 - Indemnités de fin de concession	101
5.8 - Plan de Renouvellement	102
6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC	103

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Le début de l'année 2020 enregistre la résolution de situations conflictuelles ou à risque dont certaines ont un impact significatif tant sur le fonctionnement de l'entreprise que sur ces comptes.

A ce titre, il faut noter

- L'avancée des travaux du Pays relatifs à la péréquation
- La prolongation d'un an des concessions arrivant en échéance en 2020.
- La signature de l'avenant 18b

Autres fait notables :

- la crise sanitaire du Covid-19
- le recalcul des provisions pour indemnités de départ en retraite

A) Péréquation inter îles :

En l'absence d'avancée de la Polynésie française sur la mise en place d'un mécanisme de péréquation tarifaire ouvert à tous, aucune des concessions arrivant à échéance en 2020 ne s'est retrouvée en capacité de mener à son terme une procédure de mise en concurrence.

Si des lois de pays ont été adoptées le 15 décembre 2020 pour établir le principe d'une solidarité tarifaire inter-îles dans le domaine de l'électricité, la délibération et les arrêtés qui doivent permettre de calculer cette solidarité ne sont pas encore connus. La Polynésie française a jusqu'au 1er juillet 2021 pour les adopter.

B) Concession à « échéance 2020 »

Il apparaît matériellement très complexe, si ce n'est impossible, pour les communes de s'organiser avant la connaissance précise du mécanisme de péréquation et de sa date de mise en place que ce soit pour procéder à l'attribution d'une nouvelle délégation, ou pour reprendre leurs services en régie.

Il en ressort que tous les concédants dont les concessions arrivaient à échéance en 2020, ont demandé leur prorogation d'un an.

Les communes les plus avancées dans cette démarche ont entamé des discussions pour s'accorder sur les conditions techniques et financière relative au débouclage prévisionnel de leur concession.

C) Signature le 20 juillet 2020, avec la Polynésie française, de l'avenant 18 B :

Les principaux points de cet avenant sont :

- La mise en application de la formule du revenu autorisé accompagnée d'un mécanisme de plafonnement des résultats avec intéressement
- Le reclassement en droit du concédant des provisions pour renouvellement comptabilisées au titre des réseaux de distribution de Tahiti Nord avant l'introduction d'une IFC et l'indemnisation de la concession du préjudice subi.
- La reconnaissance par la Polynésie de sa dette au titre de l'énergie non répercutée dans les tarifs (HT + TVA s'y rapportant le cas échéant)
- L'organisation du paiement de cette dette sur 3 années au travers d'un mécanisme de compensation
 - avec l'excédent des facturations clients par rapport au revenu autorisé
 - avec les droits du concédant / provisions constituées avant la signature de l'avenant 17 en décembre 2015.
- Le plafonnement du résultat du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions

C.1 Comptabilisation du chiffre d'affaires

A compter de 2020, avec la mise en application de la nouvelle formule de rémunération (avenant 18b), le Chiffre d'affaires des activités concédées correspond au Revenu Autorisé découlant de ladite formule, il est complété de celui réalisé sur les activités annexes ainsi que des produits accessoires.

Ce revenu autorisé correspond au chiffre d'affaires énergie facturé aux clients et d'une écriture de régularisation pour la différence avec contrepartie en Créances ou en Dettes envers le concédant.

Le revenu autorisé (RA) dépend de plusieurs paramètres servant à déterminer deux éléments distincts à savoir le revenu d'exploitation (RE) et les coûts d'énergie (CE).

Le revenu d'exploitation est calculé par application des forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres. Les coûts d'énergie représentent les dépenses réelles liées à l'énergie engagée par le concessionnaire.

C.2 Provision pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord

L'avenant 18b a validé le reclassement des provisions pour renouvellement du réseau de distribution de Tahiti Nord en droit du Concédant et en a fixé le montant à 4.587.902.058 XPF.

Un complément de revenu autorisé a été accordé pour compenser l'augmentation prévisionnelle des charges calculées de la concession considérée.

C.3 Créance énergie

L'avenant 18b met fin à des années de contentieux relatifs à la non-actualisation des tarifs malgré les très importantes hausses des prix des combustibles constatées à partir de 2016.

La créance du concessionnaire qui en résulte est définitivement arrêtée à la somme de 2.250.156.207 XPF.

Cette créance sera payée par tiers à compter de juin 2021 par compensation soit avec l'excédent de CA client par rapport au Revenu Autorisé du concessionnaire (le cas échéant), soit avec les droits du concédant résultant du reclassement des provisions pour renouvellement du réseau de Tahiti Nord.

La suite de cet avenant, consiste en une médiation avec la Polynésie française sous les auspices de la Commission de Régulation de l'Energie française. Le but de cette médiation sera d'établir, en bénéficiant de l'expertise d'un tiers indépendant, un niveau de rémunération acceptable par les parties, et une méthode réaliste de comptabilisation des charges calculées qui soit validée par les deux parties.

C.4 Plafonnement du résultat des concessions

Ce mécanisme de plafonnement du résultat des concessions est décrit dans les annexes de l'avenant 18b, il est sans effet sur les comptes 2020 en raison d'une performance inférieure au seuil de déclenchement.

Ce résultat est mesuré selon les règles de la « comptabilité appropriée » ayant notamment recours à la méthode des « charges calculées économiques », il est reporté chaque année dans les rapports du délégataire.

D) Crise sanitaire du COVID-19

L'événement économique et social majeur de l'année 2020 est la crise sanitaire qui a forcé à confiner le Pays du 21 mars au 21 mai, et à maintenir par la suite une série de mesures contraignantes pour protéger la population de la pandémie : fermeture de nombreuses activités, interdiction des regroupements, couvre-feu, quarantaine, fermeture des frontières aux voyageurs sans motif impérieux, etc.

L'entreprise s'est rapidement adaptée à toutes ces mesures au fur et à mesure de leur adoption. Elle a été l'une des plus réactives de Polynésie, s'agissant de la constitution de stocks de masques, de gels hydroalcooliques, et d'aménagement des méthodes de travail.

Une organisation rigoureuse a été mise en place pour sauvegarder les fonctions vitales du service public, avec notamment des astreintes spécifiques, le développement du télétravail, des prises de quart sans contact entre équipes, la constitution d'une réserve d'ex-salariés disponibles en cas de besoin, etc.

De même, l'accueil de la clientèle a été repensé pour protéger au mieux les salariés comme les clients qui se déplacent dans les agences.

Des accords trouvés avec les instances représentatives du personnel sur l'utilisation des congés, ont permis de traverser le ralentissement d'activité de l'entreprise sans avoir recours aux aides du Pays et sans affecter la rémunération du personnel.

La crise subie par le tissu économique polynésien s'est largement fait sentir sur les consommations des clients professionnels, en particulier dans les secteurs du tourisme et de la restauration.

La mise en place de la formule de Revenu Autorisé au 1er janvier 2020, a cependant permis de désensibiliser nos concessions à ces baisses de ventes, les tarifs de l'électricité étant désormais fixés par référence aux charges de l'entreprises.

Nous tenons à saluer les salariés d'EDT qui ont su s'adapter pour faire face au défi de la pandémie. Sur le plan sanitaire comme économique, le groupe EDT a la chance d'avoir pour l'instant traversé la crise du Covid-19 sans impact négatif majeur.

E) Recalcul de la provision pour indemnité de départ en retraite

L'engagement de retraite de l'entreprise auprès de ses salariés fait l'objet d'une provision estimée selon l'IAS 19 révisée.

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant une réestimation de leur montant et donnant lieu à un complément de dotation annuel récurrent de 64,7 MF.

F) Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2020 écoulée :

- 1 accident de travail avec arrêt (hors trajet) = 12 jours d'arrêt
 - o Taux de fréquence = 1.14
 - o Taux de gravité = 0.01
- 4 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 1 accident de trajet avec arrêt = 5 jours d'arrêt
- 0 accident de trajet sans arrêt

Spécifiques à la concession de Tahiti Nord

Malgré la signature de cet avenant 18b et dès le 5 août 2020, la Polynésie adressait à son concessionnaire une nouvelle mise en demeure visant à se faire remettre une somme de 1,475 milliards de francs CFP correspondant aux reprises de provisions et d'amortissement comptabilisées en 2015 dans le cadre de la mise en œuvre de l'avenant 17 de décembre 2015 ou plus précisément de l'approche par composants des réseaux de distribution de Tahiti Nord organisée par cet avenant.

Cette mise en demeure a été suivi d'un recours auprès du TA en date du 23 décembre 2020.

Aucune provision n'a été comptabilisée à ce titre.

Ce nouvel épisode conflictuel que nous souhaitons voir comme l'élément de clôture d'une longue série initiée en 2016 ne doit pas cacher les avancées réalisées dans l'exercice à savoir :

- Le changement de combustible à savoir le passage du fioul au gazole laquelle a été rendue possible du fait de l'évolution des marchés
- La validation totale du plan de renouvellement des réseaux,
- Les réflexions conjointes pour l'établissement du scénario de renouvellement des moyens de production le plus à même de favoriser la transition vers les énergies renouvelables.
- La validation à ce titre des premières étapes de ce scénario avec :
 - o La mise en place d'un régulateur de production de sorte à limiter la « puissance tournante » des groupes thermiques et d'augmenter la capacité d'accueil des ENR sur les réseaux
 - o La prolongation de la durée de vie de la partie la plus ancienne de la Punaruu avec son plan de modernisation des filières « Punaruu 2025 » et le rétrofit des moteurs G1 à G4p

Clientèle :

- Les ventes d'électricité enregistrent une baisse de -2,6% pour s'établir à 416,2 GWh à comparer à 427,1 GWh vendus en 2019 (soit une baisse de -10,9 GWh).
- Cette évolution résulte d'une légère croissance des ventes en basse tension (qui représentent 54% des volumes) de +0,1% (+0,2 GWh), conjugué à une forte baisse des ventes en moyenne tension de -5,5% (-11,2 GWh) lié à l'impact sur l'économie de la crise COVID.
- Le nombre de contrats sur la concession de Tahiti Nord s'établit à 54 335, soit une hausse de 1,0%, marquée principalement par l'augmentation du nombre de clients en tarif « petits consommateurs » pour la basse tension (+1,7% soit 309 contrats).
- Le nombre d'appels téléphoniques reçus à la plateforme du Centre de Relation Client est passé de 61 581 à 110 269 entre 2019 et 2020, soit une hausse de +79%
- Les usages de canaux et outils numériques ont progressé du fait de la période de confinement, avec +61% d'auto-relève, +73% de règlements en ligne, +74% d'utilisateurs de l'agence en ligne edt.pf, et +122% d'utilisateurs de la chatbot Mareva.

Technique - Production :

Punaruu :

Au premier trimestre 2020, finalisation de la révision du G3P commencée en 2019. Sa remise en service a eu lieu lors du premier confinement sur le territoire. Notre planning de maintenance préventive a été modifié suite à la Crise COVID avec la mise en place d'une organisation spéciale lors de la reprise d'activité afin de rattraper le temps perdu.

Il y a ainsi eu 3 grosses révisions dans l'année :

- ✓ Une révision de type R6000 heures sur les groupes n° 8 et 4
- ✓ Une révision majeure type R36000 heures sur le G7P

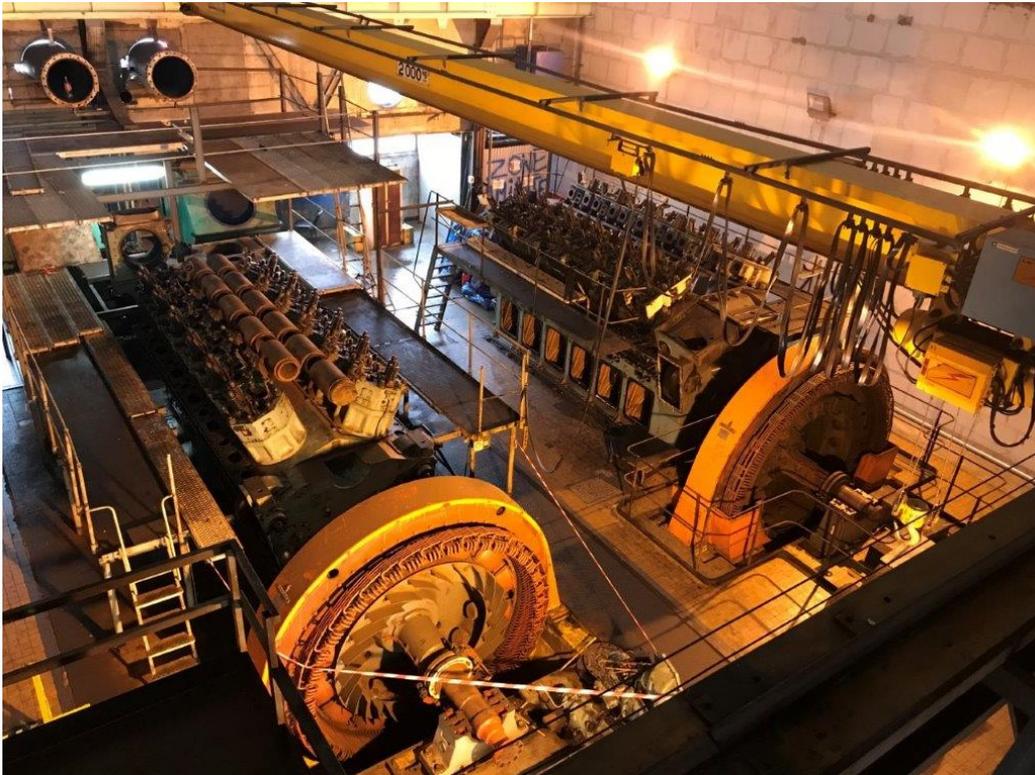
Ces 3 révisions se sont correctement déroulées.



Centrale Punaruu SDM3, G7P en révision R36

Centrale de Vairaatoa :

Début des travaux de démantèlement des groupes G4V et G5V situés dans la salle des machines n°2, les travaux devraient se terminer en 2021.



Centrale de Vairaatoa, SDM2, vue sur les groupes G4V et G5V

Dans le cadre de la modernisation des moyens de production de Tahiti, une étude de passage au propane de la turbine actuelle a été présentée au Pays qui n'a pas retenu cette solution, optant pour le démantèlement de la centrale en fin de concession.

Etude 3° site

Une étude a été lancée dans l'optique d'un potentiel 3° site de production. L'étude permettra :

- ✓ D'introduire une nouvelle molécule : **le propane**, dans le mix thermique et
- ✓ De mettre en place de nouveaux moyens répondant à l'arrivée massive des ENR,

Ce nouveau site proposera un fonctionnement plus souple que celui des centrales actuelles. Il faut que les moyens soient compatibles avec l'intermittence des énergies renouvelables à savoir : fonctionnement à basse charge, arrêts/démarrages plus nombreux, etc...

Trois sites d'implantation ont été retenus :

- ✓ La zone portuaire de Papeete (Fare Ute),
- ✓ A Papenoo
- ✓ La Zone Industrielle de Faratea.

Les résultats et les discussions sont prévus de s'achever en fin 2021 après un premier choix du Pays concernant le site de Papenoo.



Vue d'architecte nouvelle centrale GPL, projet Papeete

Plan Punaruu 2025

Un plan de modernisation et de maintien des filières de la centrale a été validé par le territoire. Ce programme, Plan Punaruu 2025, d'un coût global de 1,775Md de Francs permettra de réaliser :

- Le renouvellement des filières : modernisation et maintien en condition des auxiliaires de groupes et des communs de la centrale.
- La modernisation des tours de ruissellement, afin de diminuer l'impact de notre activité sur la nappe phréatique.
- La modernisation de la gestion de l'eau surchauffée de la centrale.
- Le renouvellement des stations de mesure de la qualité de l'air avec un accès direct aux mesures pour les parties prenantes.
-

Ce programme est financé par l'utilisation des provisions de renouvellement.

Hydrocarbures :

Pour 2020, le carburant livré à la centrale est fioul lourd RME 180 à 2% de soufre, le contrat a été signé pour 1 an, afin de voir l'impact de la mise en place des nouvelles règles IMO TIER 3 qui limite l'utilisation des carburants marins, principalement du fioul lourd, à une teneur maximale de 0,5% de soufre.

Le renouvellement du contrat d'approvisionnement de carburant des centrales thermiques de Tahiti arrivant à échéance le 31 décembre 2020 a fait l'objet d'un nouvel appel d'offre. Il a été décidé de consulter sur 3 produits un fioul lourd, un MDO (gasoil marin) et un gasoil AGO50. La pandémie mondiale a eu un impact considérable sur les marchés pétroliers. L'autorité concédante s'est prononcée sur le choix du carburant gasoil routier de type AGO50

Le nouveau contrat (PPS) qui prendra effet au mois de janvier 2021 va permettre la diminution des polluants, notamment en soufre d'un facteur de 2000.



La centrale fonctionnant en fioul lourd fin 2020, la baisse de l'impact visuel sera significative lors du passage au gasoil

Heures de marches des groupes

Le total d'heures de marche des moyens de production thermique est comme les années précédentes, très soutenu pour l'année 2020, avec 31 641 heures pour la centrale Emile MARTIN de la Punaruu et 1 291 heures pour la centrale de Vairaatoa.

Cette sollicitation ne permet pas d'assurer le planning de révisions dans les délais préconisés par les constructeurs, d'autant plus qu'avec l'âge des groupes, les durées de révisions s'allongent.

Groupes	Hdm 2020	Hdm cumulées
G1P	2 919	155 237
G2P	2 802	154 186
G3P	5 082	154 131
G4P	3 181	124 428
G5P	4 447	86 013
G6P	4 724	85 661
G7P	3 046	53 298
G8P	5 440	57 145

Nombre d'arrêts/démarrages des groupes de la Punaruu

Année	Total
2018	629
2019	542
2020	438

Technique - Distribution

Incidents distribution

Les incidents d'origine Distribution les plus pénalisants de l'année 2020 ont été causés par des accidents ainsi que des défaillances de matériel suite au vieillissement de câble souterrain survenus durant les périodes festives et les weekends souvent sans assistance de sous-traitance dépourvu d'astreinte. Les équipes se sont mobilisées tout au long de l'année pour détecter, isoler, réparer afin de rétablir rapidement la fourniture électrique de la zone. Quelques illustrations ci-dessous :



Accident du 25/12/2020



Renouvellement câble HTA souterrain suite à plusieurs défauts en HNO lotissement Mahinarama

Arrêt des trois principaux contrat TEP

Le contrat de maintenance des ouvrages de Transport a été arrêté le 31 Mai 2019 et le contrat d'exploitation a quant à lui, été arrêté le 30 novembre 2019.

Des consignes d'exploitation ont été rédigées pour chacun des postes sources afin de préciser les limites d'exploitation HTA et BT ainsi que les prérogatives de chaque exploitant.

Le contrat de conduite a été arrêté le 1^{er} décembre 2020. La conduite a été reprise par les équipes de la TEP.

Transferts de propriété TEP/EDT : Arue, Punaruu, Tipaerui, Vairaatoa, Papenoo Aval

Suite au rachat des transformateurs transport/distribution des postes sources à la TEP, ce programme a pour but de dissocier les équipements transport de ceux de la distribution qui avaient été conçus initialement avec des éléments communs (baie et protection de transformateur).

Les travaux de séparation ont été terminés en 2020 pour le poste source de Punaruu.

Ces travaux ont également permis de mettre en place les automatismes de régulation de tension.

Les travaux de séparation ont débuté fin 2020 pour le poste source de Papenoo Aval et s'achèveront courant 2021.



Principaux indicateurs

		TAHITI NORD				
		2020		2019		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	54 335		53 772		
	BT	53 811	99,04%	53 245	99,02%	
	MT	524	0,96%	527	0,98%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	433 012		431 657	
	BT	365 902	84,50%	361 648	83,78%	
	MT	67 110	15,50%	70 009	16,22%	
	Puissance maximale appelée	MW	84,86		84,27	
	Nombre de kWh vendus total		416 207 248		427 142 163	
	BT	225 312 798	54,13%	225 089 300	52,70%	
	MT	190 894 450	45,87%	202 052 863	47,30%	
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	15 198 662 372		15 475 281 072	
	BT : Total		8 899 605 272	58,56%	8 928 637 197	57,70%
	BT : par client		165 386		167 690	
	BT : par kVA de puissance souscrite		24 322		24 689	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		1 735 151 567	19,50%	1 708 635 041	19,14%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		7 164 453 705	80,50%	7 220 002 156	80,86%
	MT : Total		6 299 057 100	41,44%	6 546 643 875	42,30%
	MT : par client		12 021 101		12 422 474	
	MT : par kVA de puissance souscrite		93 862		93 511	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		1 287 368 313	20,44%	1 301 068 721	19,87%
MT : part variable en XPF et % du CA total		5 011 688 787	79,56%	5 245 575 154	80,13%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		36,52		36,23		
BT		39,50		39,67		
MT		33,00		32,40		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,95		0,95		
	Energie achetée					
	Energie solaire	kWh	14 560 603	3,31%	11 891 180	2,65%
	Energie hydroélectrique	kWh	138 140 433	31,39%	138 438 289	30,82%
	Energie thermique	kWh	287 351 287	65,30%	298 882 156	66,53%
	Energie totale achetée		440 052 323		449 211 625	
	Temps moyen de coupure					
	global		0h32		5h11	
origine production		0h03		0h10		
origine transport		0h07		4h11		
origine distribution		0h22		0h50		
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	1 540		1 521	
	Valeur d'origine	k XPF	43 290 909		42 602 344	
	Valeur économique des actifs gérés (*)	k XPF	16 543 060		16 278 010	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	752 119		474 610	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	590 286		322 432	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	12 983 623		13 916 769	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	12 680 741		N/A	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	5 743 058		N/A	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	6 937 683		7 543 238	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	631 245		563 472	
Ecart RA - CA de l'année (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	-2 517 921		N/A		

(*) 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.

Cette valeur est indépendante des modalités de financement et des clauses contractuelles.

	Tahiti Nord
Puissance maxi appelée en MW (1)	84,86
Nb de kWh vendus	416 207 248
Nombre d'abonnés (BT et HT)	54 335
Nb de kWh solaire acheté	14 560 603

(1) La puissance maximale appelée Tahiti Nord est mesurée au niveau des départs distribution. Elle est de 80,62 MW pour 2020.

Le Pmax de production brute estimé, sur la base d'un rendement Production-Transport de 95% est de 84,86 MW.

1 - PRESENTATION

1.1 - Le système électrique polynésien

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

1.2 - Le groupe ENGIE au service de la concession

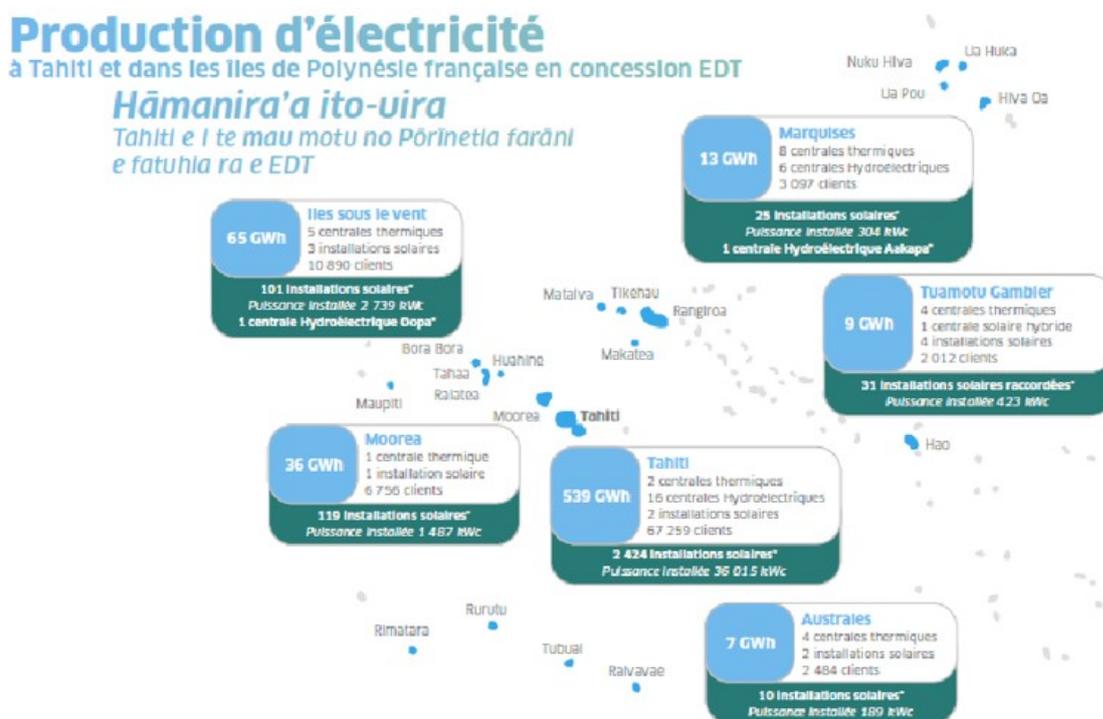
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - le cadre juridique et contractuel

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

1.1 - Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



* Production brute d'électricité (en GWh)

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 celle de l'Europe.

Les systèmes sont donc pour la plupart 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.

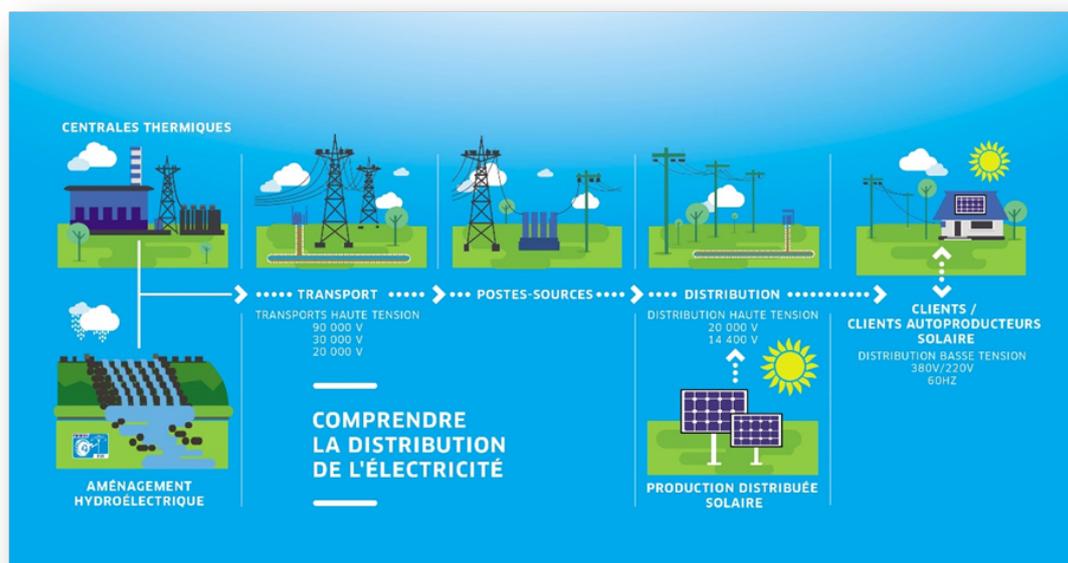
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régies communales soit de petites installations privées.

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions).

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

1.1.2 Le système électrique sur l'île de Tahiti

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

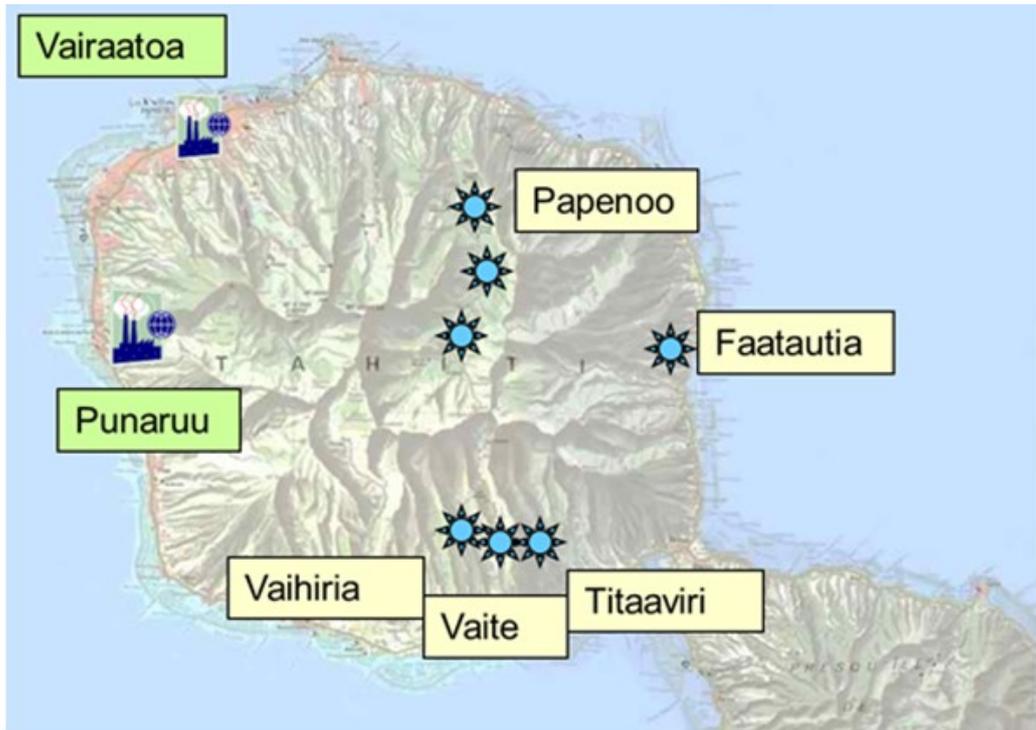


1.1.2.1 La production est composée à ce jour :

- de 2 centrales thermiques assurant à la fois la garantie de puissance et l'équilibre des réseaux (tension fréquence) (en concession EDT)
- de 18 centrales hydro-électriques (Marama Nui, CHPP & SPEA)
- de 2 424 installations photovoltaïques (Privés hors concession)

Centrale	Puissance	Production brute	
Punaruu	122,0 MW		
Vairaatoa (Secours)	26,0 MW		
2 centrales thermiques	148,0 MW	341,9 GWh	63,43%
Papenoo	28,4 MW		
Faatautia	7,6 MW		
Vaihiria	4,9 MW		
Vaite	2,4 MW		
Titaaviri	4,1 MW		
CHPP	0,6 MW	0,9	0,24%
SPEA	0,2 MW		
18 centrales hydroélectriques	48,2 MW	162,9 GWh	30,22%
2424 installations photovoltaïques	36,0 Mwcrète	15,3 GWh	2,84%
PV autoconsommé (estimé)		18,9 GWh	3,51%
TOTAL		539 GWh	100,00%
% ENR total			36,57%

Situation géographique des centrales



Centrale thermique de la Punaruu



Salle des machines



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

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

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

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

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

La production solaire issue de 2424 installations bénéficie de contrats d'achats d'une durée de 25 ans leur garantissant une stabilité des prix.

Les enjeux à court terme de la production sont :

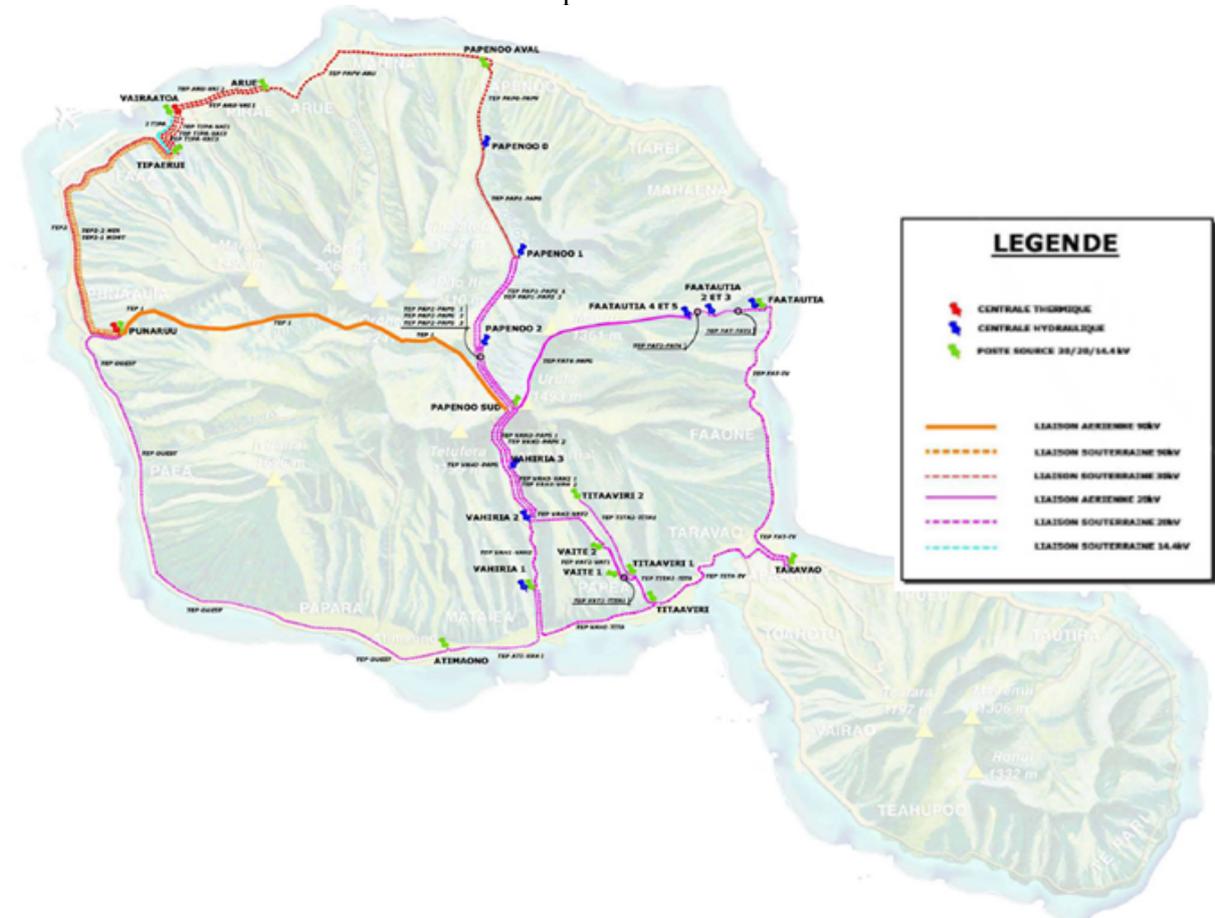
- En Polynésie :
 - Le développement d'un plan industriel de transition énergétique permettant de rester dans les meilleurs niveaux mondiaux
- Sur l'île de Tahiti :
 - La réalisation d'un certain nombre de projets emblématiques
 - Putu Uira
 - Cote 95 coté Marama nui : le projet de Papenoo 0 – Hydromax Cote 95 fait partie d'un projet global dénommé « Hydromax ». Ce projet consiste, à partir des installations existantes de Marama Nui, à développer les capacités de production en optimisant les sites actuels.
 - La conversion au propane de VRT sur un site proche

- Ces projets devront être complétés par un important programme de renouvellement thermique :
 - Rétrofit poussé G2P
 - Suite au REX G2 regarder le retrofit G1/G3P
 - Modernisation G4/G5/G6/G7/G8 P
 - Mise en place d'Aero réfrigérants sur G7/G8 P, SCR sur les groupes G5/6P

Une réflexion devra être menée sur le choix du carburant de référence Punaruu et le maintien ou non des filières correspondantes (Fuel ou gasoil).

1.1.2.2 Le transport de l'énergie

Le transport de l'énergie des centres de production aux transformateurs de distribution a été confié à la SEM TEP en vertu d'un contrat de concession prenant fin au 31 décembre 2027.



Un important projet de bouclage du réseau de transport par le Nord en 90 kV a été lancé par la TEP en vue de :

- La fiabilisation de l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- L'augmentation de la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et le développement de nouveaux projets hydro-électriques

Ce projet d'un coût estimé à 7 milliards de francs sa mise en service est annoncée pour 2022.

1.1.2.3 La distribution d'électricité

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

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

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

Pour la bonne réalisation de ces missions, l'amélioration de la qualité et l'optimisation des coûts pour l'ensemble du système électrique une nouvelle salle de dispatching a été inaugurée en 2017.



C'est à partir de cette salle que sont réalisés à ce jour :

- Le placement de l'énergie, l'équilibre et la stabilité du système électrique
- La conduite du réseau de transport pour le compte de la TEP
- L'assistance à la conduite du réseau de distribution
- La remontée des incidents du réseau de distribution au chargé d'exploitation et manœuvre des organes télécommandés pour son compte
- La conduite des centrales hydro, en dehors des heures ouvrables, pour le compte de Marama Nui

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

Les enjeux à court terme de la distribution sont le raccordement de familles isolées dans les îles.

1.2 - Le groupe Engie au service de la concession

1.2.1 Le groupe au niveau mondial

Le groupe ENGIE, leader mondial des énergéticiens privés et de la transition énergétique, puise ses racines les plus anciennes dans la Compagnie universelle du canal maritime de Suez, fondée en 1858.

En 2019, Engie représente :

- ✓ 171 100 salariés
- ✓ 60,1 Mds€ de chiffre d'affaires
- ✓ 189 M€ de dépenses en R&D
- ✓ 3GW de capacités renouvelables installées supplémentaires
- ✓ 21 Mds€ de CA pour les solutions clients
- ✓ + 4 500 km de réseaux de transport de gaz
- ✓ 96,8 GW de capacité de production électrique installée
- ✓ dont 52,7 GW de capacité de production au gaz naturel installée

Le groupe ENGIE est pionnier de l'énergie neutre en carbone :

« 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. »

Le groupe ENGIE s'appuie sur 4 activités principales :

- Renouvelables : Projets dédiés à des usages clients sur les différentes EnR : hydraulique, solaire, éolien, biomasse, biogaz, hydrogène vert...
- Infrastructures : Des réseaux de gaz et d'électricité pour assurer une continuité d'approvisionnement
- Solutions clients : Développement de solutions clients intégrées, intelligentes, sobres, bas carbone
- Thermique : Production d'électricité à partir de gaz naturel

L'expertise du groupe ENGIE est irremplaçable pour les équipes d'EDT, en plein effort de transition énergétique :

- ✓ 1er producteur indépendant d'électricité dans le monde (en capacité installée à 100%)
- ✓ 1er producteur solaire en France
- ✓ 2e producteur hydraulique en France

L'appartenance au groupe fait bénéficier la concession de la longue expérience de celui-ci, dans tous les métiers de l'électricité.

Au plan local, elle autorise la réalisation de synergies importantes de par la mise en commun de moyens et le partage d'expérience au quotidien.

La dimension internationale du groupe **optimise la performance** :

- par la mise en place à l'échelle du groupe d'un fonctionnement en réseau par métier, avec la fourniture d'outils et de méthodes chaque réseau étant animé et supervisé par des spécialistes de haut niveau (ex : dans le domaine des achats avec le bénéfice d'un réseau d'acheteurs spécialisés permettant l'accès à des marchés éloignés et à des tarifs négociés sur des volumes mondiaux) ;
- par la disponibilité des compétences techniques et des savoir-faire existant dans tous les domaines et dans le monde entier ;
- par le partage d'expérience et le benchmark entre sociétés.

Cette appartenance au groupe ENGIE **sécurise et renforce** le fonctionnement local :

- par la mise à disposition temporaire de moyens lorsque les circonstances l'exigent (ex : en cas de catastrophe naturelle) ;
- par la fourniture de garanties pour le financement d'opérations trop importantes pour la structure locale.

Cette appartenance au groupe ENGIE **impose le respect des standards les plus exigeants** en matière de sécurité, de responsabilité sociétale et environnementale, ou encore d'éthique, ou de gestion des risques avec une assistance continue et des contrôles régulièrement effectués par la maison-mère.

Au cours des derniers exercices les concessions ont bénéficié de ce fait :

- de l'expérience de bureaux d'études de renommée mondiale, comme TRACTEBEL ENGINEERING pour l'étude du renouvellement des groupes thermiques de la Punaruu et des solutions gaz ;
- de mission de spécialistes en informatique sur les schémas directeurs, la sécurité des systèmes d'information, en contrôle interne, gestion des risques ;
- des partages d'expériences et assistance sur les réseaux smartgrid, les bornes de paiement ;
- des polices d'assurances groupe, bénéficiant de conditions de couverture et de tarifs négociés au niveau mondial ;
- de l'affectation temporaire de personnels hautement qualifiés ;
- de l'expérience d'ENGIE Singapour filiale spécialisée en trading pour faire baisser le coût des approvisionnements en fioul ;
- du réseau d'acheteurs et des volumes internationaux pour faire baisser le coût en approvisionnement notamment du câble et des transformateurs.

1.2.2 Le groupe ENGIE en Polynésie

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

Le pôle énergie composé des sociétés EDT, MARAMA NUI, ELECTRA et TAHITI SUD ENERGIE est dédié aux activités de production et de distribution d'énergies majoritairement en concession.

- EDT assure en concession, la production et la distribution d'énergie sur 18 concessions de Tahiti et des îles ;
- MARAMA NUI assure en concession la production hydroélectrique dans 6 vallées de Tahiti ;
- TAHITI SUD ENERGIE assure en concession la distribution d'électricité dans le sud de l'île de Tahiti ;
- ELECTRA détient dans le domaine privé, douze centrales de production photovoltaïques.

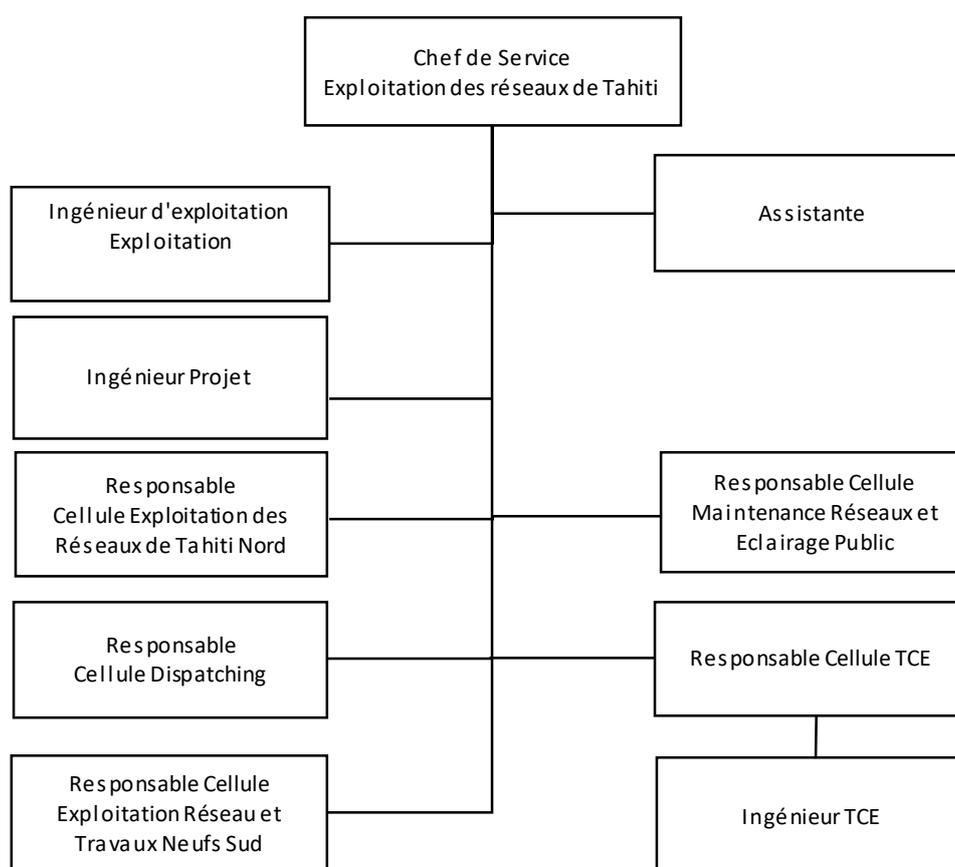
Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support. Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid,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

1.2.3. Les moyens affectés à la concession

L'effectif technique à la concession du Nord est de 204 salariés composant les services en 2020

- Exploitation des réseaux : 61 agents
- Exploitation thermique, 84 agents
- Réseau clientèle, 13 agents
- Technico-commercial 46 agents

Service exploitation des réseaux



Dirigé par Monsieur Patrick Desfour, chef de service, et assisté par Monsieur Maxence Woïrgard, le SERT (Service Exploitation des réseaux de Tahiti) est composé de 5 cellules :

- la cellule ERT encadrée par Stéphane Lis,
- la cellule TCE encadrée par Tancrède Raybaud,
- la cellule DISPATCHING, encadrée par Thom Tuheiava,
- la cellule MEP encadrée par Olivier Chunais,
- la cellule Exploitation du réseau Sud encadrée Vaitua Moorïa.

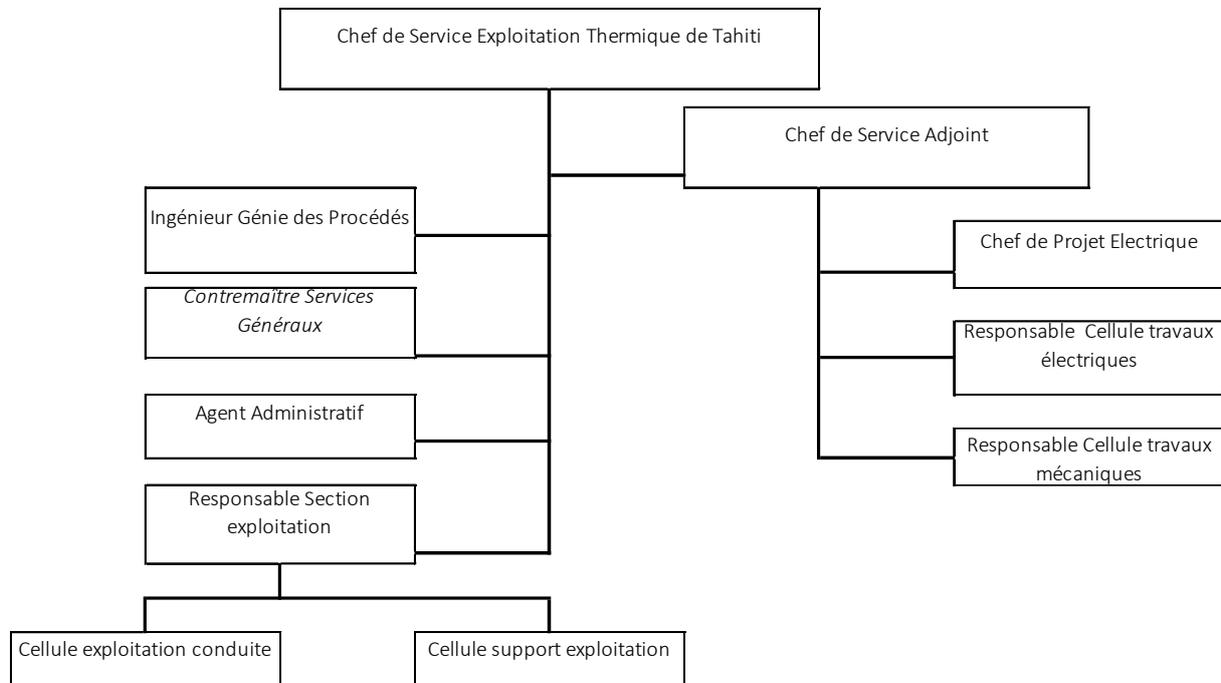
Ce service, rattaché à la Direction Technique, compte un effectif total de 61 employés.

Ses missions :

- En tant qu'exploitant : fournir et maintenir une énergie de qualité en répondant au cahier des charges en relation avec l'autorité concédante (le Pays) dans le respect des normes diverses telles que NF C18 510 ; NF EN 50 160, etc...

- Assurer une maintenance préventive au travers d'un programme à moyen terme validé par l'autorité concédante ;
- Au regard de l'éclairage public : veiller à l'entretien et au bon fonctionnement des lampadaires en contrat avec les communes, lotissements ou opérateurs.

Service exploitation thermique



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

- la cellule Travaux Mécaniques
- la cellule Travaux électriques
- la cellule Exploitation des Centrales
- la cellule Laboratoire.
-

Sa mission : assurer l'exploitation, la conduite et la maintenance des outils de production thermique de la centrale Vairaatoa et Punaruu.

Service Réseau clientèle

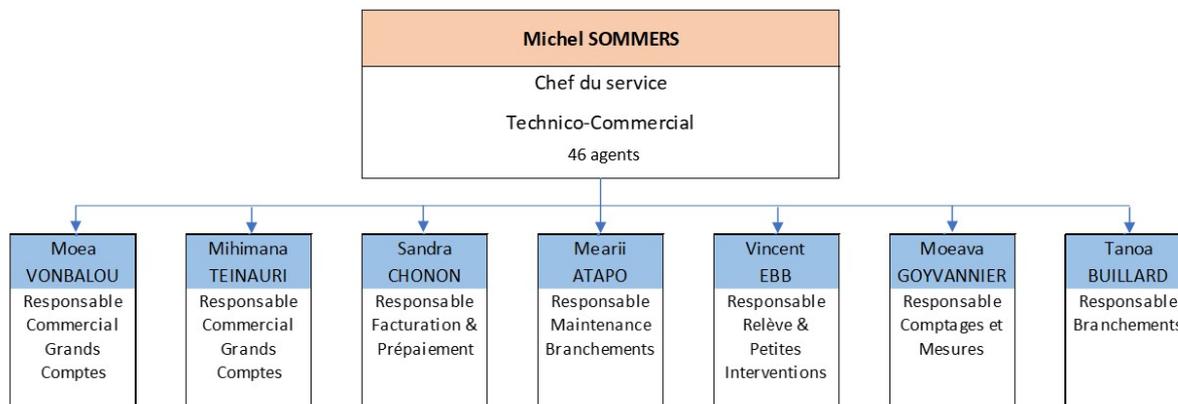
Ce réseau composé de 4 agences situées à Puurai, au Vaima, Arue et Papara, est rattaché au réseau EDT lequel comprend plus de 25 points d'accueil clientèle permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.

Rôles et Missions :

- L'accueil et la satisfaction des clients particuliers en suivant et en répondant à leurs demandes d'informations de travaux, de souscription, de modification ou de résiliation de contrat d'abonnement, de réclamation (facturation, abonnement qualité de fourniture, travaux...), la gestion des comptes de clients encaissement, remboursement, redressement... ;

- Mise en œuvre de tous les moyens nécessaires dans la satisfaction de la demande du Client, au-delà même de son périmètre et jusqu'au dénouement de l'affaire via un réseau d'agences et de guichets.

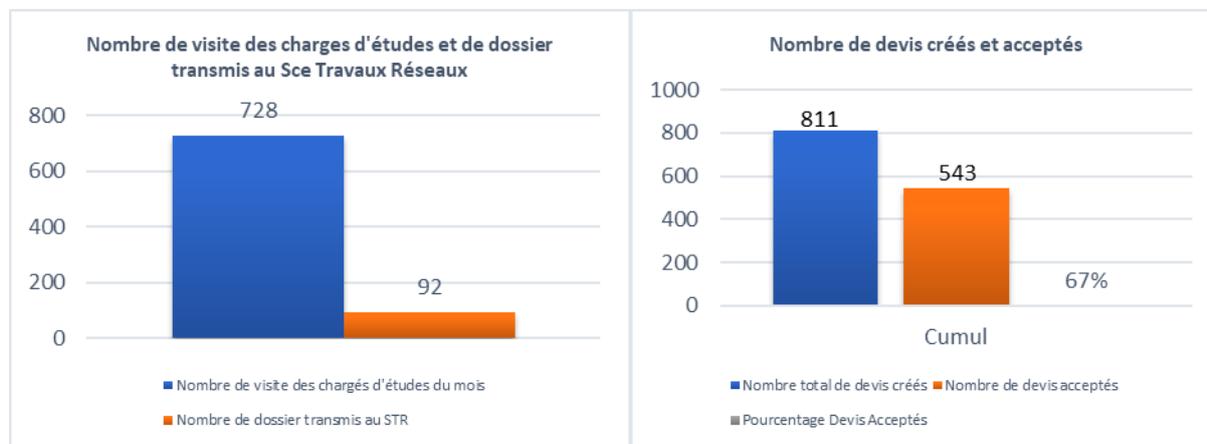
Service Technico-Commercial : 46 agents



Des cellules techniques au service de la Clientèle :

4 cellules à vocation technique :

Activités Branchements neufs :

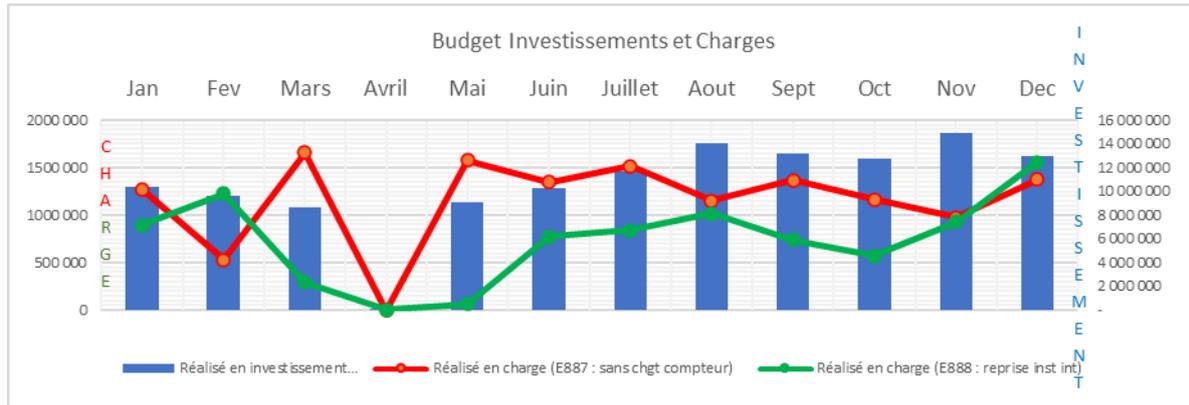


- Branchements neufs : 820 dossiers ont fait l'objet d'une visite de Chargé d'études sur place en présence des clients. 92 dossiers ont été transférés au Service Travaux Réseaux vu leurs complexité.
- Le taux d'acceptation de ces devis représente 67% des dossiers, un taux en légère baisse par rapport aux années précédentes qui tournent autour de 80%

Dans l'année, **884 branchements** ont été réalisés dont **298 collectifs**

- L'activité **Raccordement solaire** maintient également son rythme annuel autour de **141 dossiers traités**. Les tests de découplage sont quasiment tous concluants pour leur mise en exploitation.

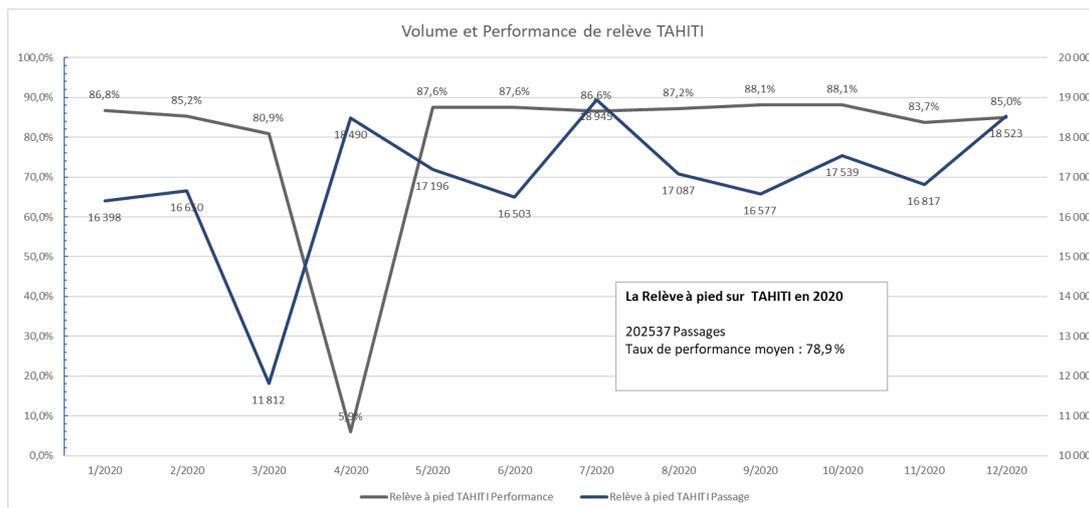
Activités Maintenance Branchements :



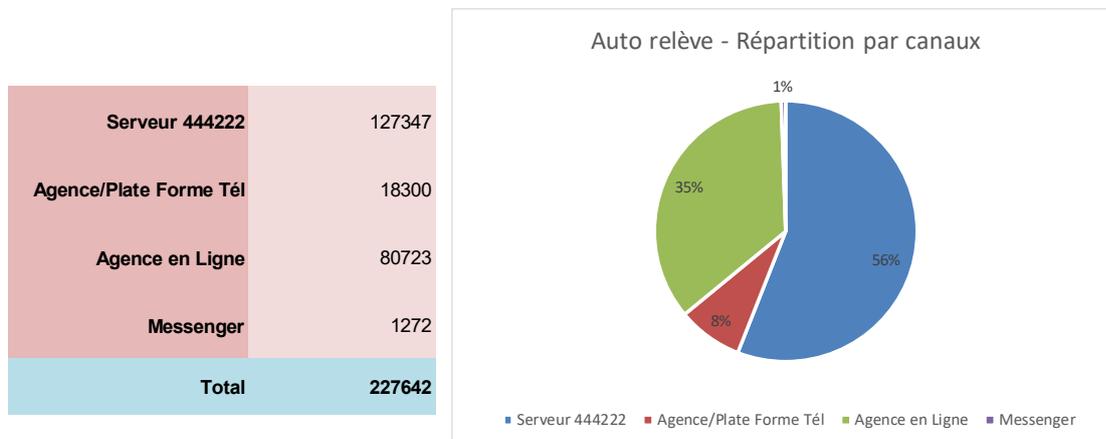
- Maintenance des Branchements : Avec une équipe renforcée depuis peu, la cellule a pu traiter autour de 2279 remises en conformité de branchements pour un budget global de 127,5 MF en investissement et 22 MF en charge.

Activités Relève et Petites Interventions :

Relève à pied :



Auto relève :

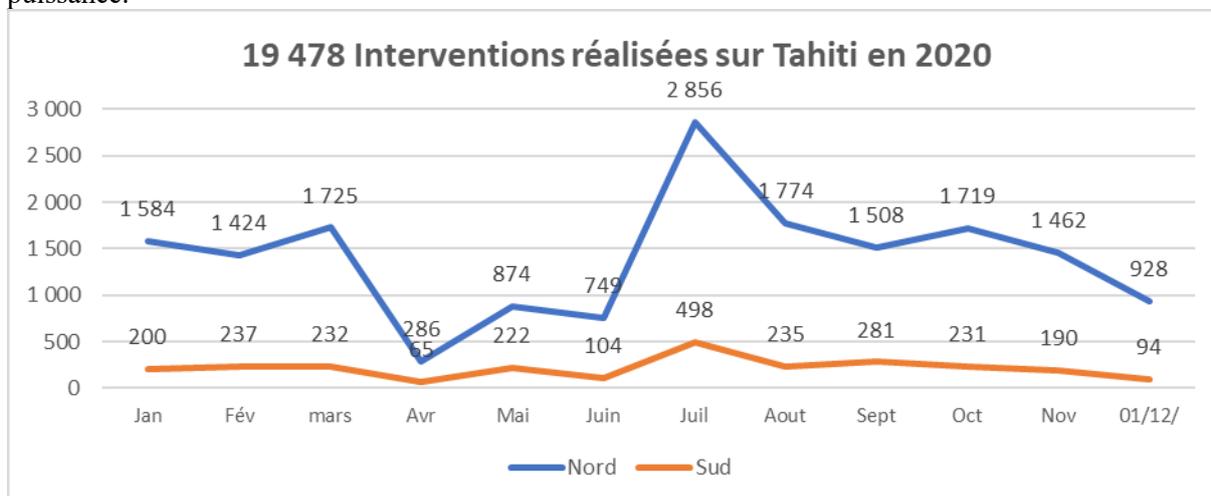


- Télé relève :

Près de 3704 compteurs sont actuellement exploités tous les mois notamment dans les résidences collectives.

- Interventions :

La réalisation d'environ 19 478 opérations de mise sous tension, coupures au compteur, réglage de puissance.



Une cellule facturation et Prépaiement :

Missions principales :

- Gestion de la facturation hebdomadaire de l'ensemble des contrats gérés pour Tahiti et les îles
- Gestion des revendeurs de tickets à prépaiement sur Tahiti et les îles
- Missions ponctuelles sur des projets de déploiement de compteurs à prépaiement dans les îles hors concession

Une cellule Grands Comptes :

Missions principales :

- Assurer la relation privilégiée avec nos Clients Moyenne Tension, Administration et Collectivités
- Répondre aux besoins techniques des promoteurs et investisseurs en matière de postes, de projets solaires et de pistes d'économie d'énergie
- Gestion des contrats et entretiens des postes privés
- Mise en place d'une application TUANI de suivi de consommation et de profil de charge

1.3 - Le cadre juridique et contractuel

1.3.1 La convention de concession

1.3.1.1. Historique

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

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

Avenants :

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

1.3.1.2 Le cas de l'extension aux îles

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

EDT et la Polynésie française ont entamé avec l'avenant 17 une refonte en profondeur de ce système de péréquation.

Ainsi, là où le cahier des charges antérieur prévoyait une formule de fixation d'un prix unique pour toutes les concessions d'EDT, élaboré à partir des éléments économiques de ces concessions mis en commun, le nouvel avenant 17 définit une formule de calcul d'un revenu autorisé spécifique à la concession de Tahiti Nord, laquelle sera ensuite déclinée dans les autres concessions par des actes séparés. Un nouveau dispositif réglementaire doit cependant permettre de maintenir un prix effectif unique dans toutes les concessions et toutes les régies d'électricité de Polynésie française, par la mise en place d'une péréquation désormais financée sur des bases fiscales (comme la « CSPE » en métropole et dans les Départements d'Outre-Mer).

Dès l'entrée en vigueur de cette loi de Pays, l'article 2 de l'avenant 17 prendra ses effets de plein droit, conformément à son article 10. Ainsi, les tarifs seront fixés, par la Polynésie, de manière spécifique au niveau de chaque concession de sorte à couvrir exactement le « *Revenu Autorisé* » de ladite concession. Le niveau de péréquation sera alors calculé par concession de sorte à obtenir un prix net client après péréquation, identique sur tout le territoire de la Polynésie française.

1.3.2 Les autres contrats liés à la délégation de service public

- a) Convention de fourniture de Gasoil pour l'île de Tahiti (EDT – Pacifique Petroleum et Services)
- b) Convention de fourniture d'hydroélectricité (EDT – MARAMA NUI)
- c) Accord de puissance garantie (EDT – MARAMA NUI)
- d) Conventions de raccordement et d'achat de la production photovoltaïque
- e) Contrat de versement de la redevance de transport d'énergie (EDT - T.E.P.)
- f) Contrat de prestations techniques d'exploitation des réseaux de transport (EDT – TEP).
- g) Contrat de prestations techniques de conduite des réseaux de transport (EDT – TEP)
- h) Accord sur les modalités de rétrocession de la maintenance des réseaux de transport (EDT-TEP)
- i) Convention de transferts d'ouvrages en provenance de la TEP
- j) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite
- k) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire
- l) Principaux baux de la concession
- m) Divers accords de maîtrise foncière des réseaux
- n) Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et Electra.
- o) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle
- p) 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 2020
- 2.3 Chiffre d'affaires énergie
- 2.4 Autres produits d'exploitation
- 2.5 Statistiques de ventes
- 2.6 Bénéficiaires des sommes facturées aux clients
- 2.7 Gestion des impayés
- 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.
L'année 2020 a connu une baisse tarifaire au 1er août, applicable sur l'ensemble du périmètre tarifaire des concessions gérées par EDT, conformément à l'arrêté n° 1107 CM du 23 juillet 2020, relatif au prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.
La précédente actualisation avait eu lieu en février 2019.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2020

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
			Prix du kWh (XPF)	Prix du kWh (XPF)
BT Petits consommateurs 1ère tranche	P0	de 0 à 240 kWh/mois	19,00	17,00
BT Petits consommateurs 2e tranche	P1	au -dessus de 240 kWh/mois	39,00	35,00
BT Usage domestique 1ère tranche	P2	de 0 à 240 kWh/mois	26,00	26,00
BT Usage domestique 2e tranche	P3	au -dessus de 240 kWh/mois	42,00	42,00
BT Eclairage public	P4		35,50	35,50
BT Usages professionnels et autres usages	P5		39,50	39,50
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	27,50	27,50
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	24,00	24,00
Prépaiement ≤2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22,00	22,00
Prépaiement ≤3,3 kVA de puissance souscrite	P9		30,50	30,50
Prépaiement entre 3,3 kVA et 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		40,50	40,50

Prime d'abonnement en XPF/kVA	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
Basse tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Tarif "Petits Consommateurs" (puissance souscrite ≤3,3 kVA)	263	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	445	445
Tarif "classique" basse tension éclairage public, usages professionnels et autres usages	400	400
Moyenne tension	MENSUELLE	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1672	1672
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1355	1355

Redevance	Prix unitaire XPF
Transport TEP	2,75 / kWh

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kWh
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%

Avance sur consommation en XPF / kVA de puissance souscrite	Du 1er Janvier au 31 juillet 2020	Du 1er août au 31 Décembre 2020
	P=42,0	P=42,0
Tarif Petits consommateurs	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Tarif Usages Domestiques	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 25 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 1 050 XPF x kVA de puissance souscrite
Autres Tarif Basse Tension	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 50 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 2 100 XPF x kVA de puissance souscrite
Moyenne Tension	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite	- ASC = 100 x P x kVA de puissance souscrite - ASC = 4 200 XPF x kVA de puissance souscrite

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	kWh vendus	kWh vendus	Total kWh vendus	Montant	Montant	Total XPF	Puissance totale (kVA)	Prime totale (XPF)	Puissance au 31/12/2020 (kVA)
	antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020		antérieur 31/07/2020	postérieur 01/08/2020				
BT Usage social 1ère tranche	21 521 064	14 865 362	36 386 426	408 233 057	252 247 777	660 480 834	714 044	187 557 262	60 062
BT Usage social 2ème tranche	4 043 657	2 051 323	6 094 980	156 892 466	71 234 531	228 126 996			
BT Usage domestiques 1ère tranche	71 110 604		71 110 604	1 828 156 853		1 828 156 853	2 293 914	1 005 154 315	192 059
BT Usage domestiques 2ème tranche	38 790 336		38 790 336	1 580 692 246		1 580 692 246			
BT Eclairage public	4 177 781		4 177 781	148 312 678		148 312 678	59 327	23 730 853	4 933
BT Usage professionnel	68 684 443		68 684 443	2 713 100 446		2 713 100 446	1 296 771	518 709 137	108 743
MT Tarif jour	122 919 564		122 919 564	3 380 290 030		3 380 290 030	581 616	972 460 893	67 110
MT Tarif nuit	67 974 886		67 974 886	1 631 398 757		1 631 398 757	232 404	314 907 420	
Prépaiement	68 228		68 228	2 061 580		2 061 580	3 424		106
Total	416 207 248		416 207 248	12 172 620 420		12 172 620 420	5 181 500	3 022 519 880	433 012

EP - G1	3 522 072
CHIFFRE D'AFFAIRES TOTAL	15 198 662 372
Prix moyen	36,52

* Les consommations internes à EDT ne sont pas comptabilisées dans les ventes et le chiffre d'affaires 2020

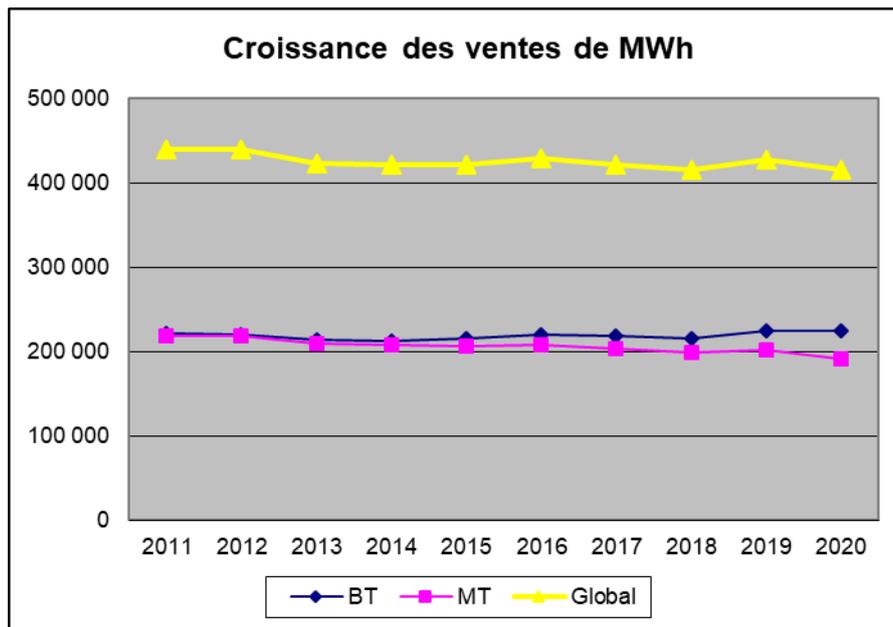
Le chiffre d'affaires de la concession en 2019 comprenait une estimation de la valorisation des employés et retraités EDT aux tarifs publics domestiques équivalents, déterminés selon la puissance souscrite du contrat. Cette estimation n'a pas été réalisée en 2020.

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	26 590 934 XPF
- Frais de relance :	<u>21 572 534 XPF</u>
- Total	48 163 468 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité diminuent de -2,6% (soit près de -10,9 GWh) entre 2019 et 2020 sur la concession Tahiti Nord et s'établissent à un volume global de **416,2 GWh** sur 2020. Cette baisse générale correspond à l'effet conjugué des ventes en basse tension qui reste quasiment stable par rapport à 2019 (qui représentent 54% du volume global) de +0,1% (+0,2 GWh) et d'une baisse significative des ventes en moyenne tension (46% des volumes) de -5,5% (-11,1 GWh).

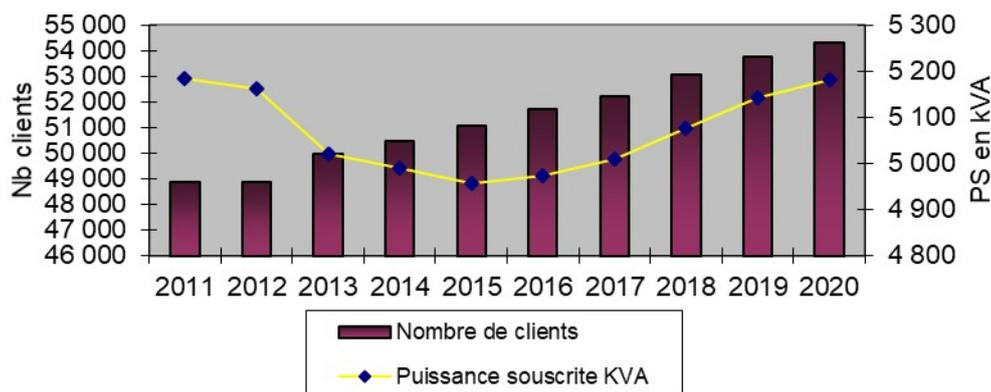
La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui représente 66,4% des volumes basse tension, a connu une hausse de 3,4% (+4,9 GWh). L'équipement des ménages en panneaux photovoltaïques dans un objectif d'autoconsommation et de baisse de leur facture d'électricité s'accélère, avec 212 nouvelles installations de puissance $\leq 10\text{kWc}$ sur 2020.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent 30,5% des ventes basse tension, ont diminué de -6,3% (-4,6 GWh) et enregistrent près de 34 nouveaux contrats contre 123 nouveaux contrats en 2019.

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent 1,9% des ventes en basse tension, poursuivent leur tendance baissière (en raison de passage en LEDs sur plusieurs Communes de Tahiti Nord) et diminuent de - 4,7% (-0,2 GWh) pour s'établir à environ 4,2 GWh vendus sur 2020.

Les ventes en moyenne tension diminuent de - 5,5% en 2020 (-11,1 GWh), cette diminution est liée à l'effet du COVID sur l'activité économique.

Nombre de clients et puissance souscrite

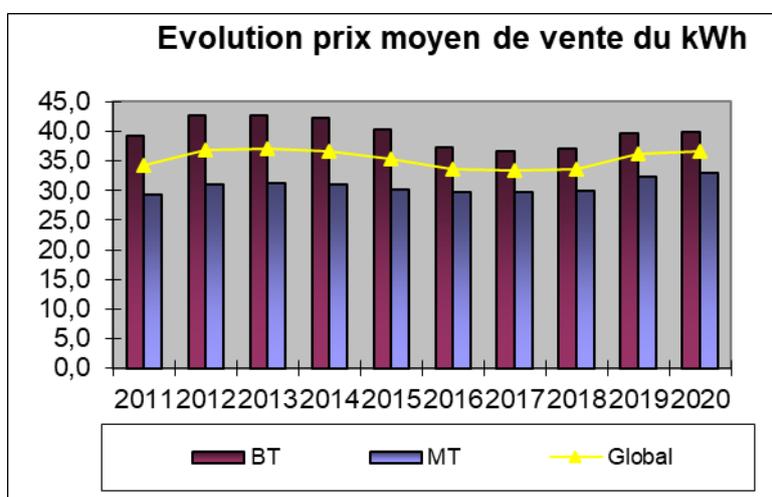


Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :	variation / 2019 (<i>nombre de contrats</i>)
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	53 811 +1,1% (+ 566 contrats)
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>524</u> - 0,6% (- 3 contrats)
	54 335 +1,0% (+ 563 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 1,7% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec 309 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 34% du nombre total d'abonnés.
- la hausse de 0,7% du nombre de clients en tarif « classique », avec 209 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Les clients en tarif « classique » représentent aujourd'hui 52% du nombre total d'abonnés.
- la hausse de 0,6% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui représentent 11% du nombre total d'abonnés, avec 34 contrats supplémentaires par rapport à 2019.
- une baisse du nombre de clients moyenne tension de -0,6% en 2020 (-3 contrats), qui représentent 1% du nombre total d'abonnés.

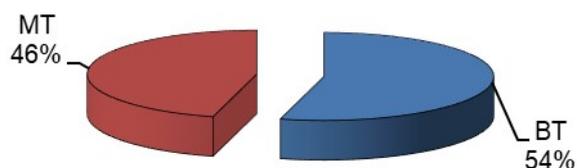
La puissance souscrite facturée s'élève à 5 181 500 kVA, soit une hausse modérée de 0,7% par rapport à 2019 en lien avec l'augmentation du nombre de contrats.



Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2019
Tarifs basse tension	39,5 Fcp	- 0,5%
Tarifs moyenne tension	<u>33,0 Fcp</u>	<u>+1,8%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	36,5 Fcp	+0,8%

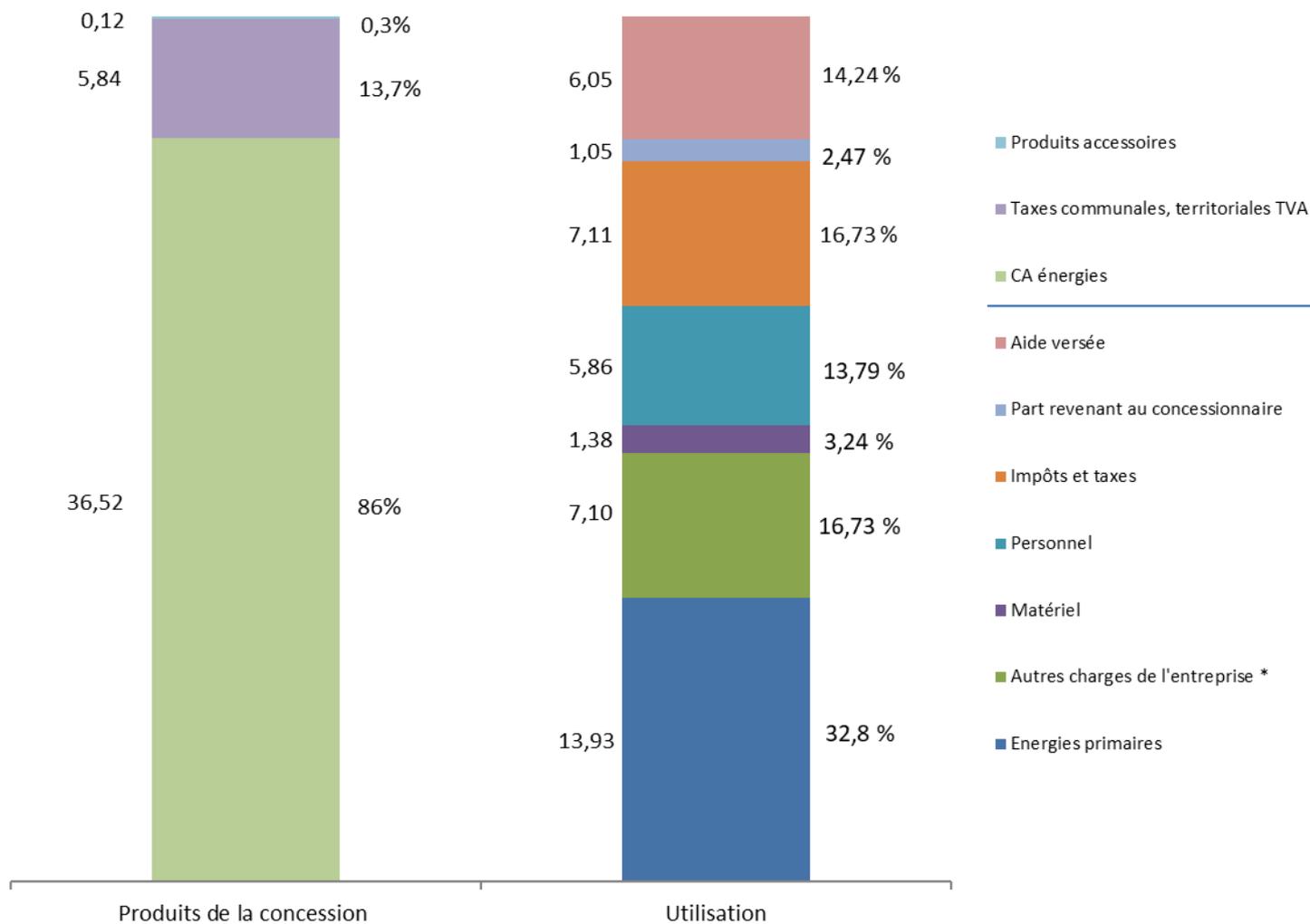
Le prix moyen de vente du kWh augmente de +0,8% et s'établit à 36,5 Fcp/kWh, en raison des baisses observées du prix moyen dans les tarifs basse tension (-0,5%) et du prix moyen dans les tarifs moyenne tension (+ 1,8%).

Répartition des ventes BT / MT



La répartition entre les ventes en basse tension et en moyenne tension reste stable, avec 54% du volume global vendu en basse tension et 46% en moyenne tension.

2.6 - Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord 2020 (en F/kWh et en pourcentage) hors activité annexes



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

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- le prix de vente HT de l'électricité,
- les taxes communales,
- les taxes territoriales,
- la TVA,
- les produits accessoires que sont les relances et perception de taxes.

Les charges sont hors charges non récurrentes.

Les impôts comprennent :

- les taxes communales,
- les taxes territoriales,
- la TVA,
- l'IS,
- l'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes.

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

Les énergies comprennent :

- le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole,
- le coût d'achat des énergies renouvelables hydroélectricité et solaire,
- le coûts des huiles.

2.7 - Gestion des impayés

A fin 2020, le montant des impayés des contrats énergie et travaux souscrits dans la concession de Tahiti Nord, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/20, était de 3,4 Milliards Fcp, ce qui représente 19% du chiffre d'affaires 2020, soit un délai de créances clients de 69 jours, contre 59 jours en 2019, soit une augmentation de 10 jours.

Dans le cadre du process 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 Tahiti Nord, en moyenne 4 353 clients (5 111 clients en 2019, soit diminution de 758 clients) sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 8,0% 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 Tahiti Nord, en moyenne le nombre de coupures effectives pour impayés a été de 215 clients par mois (118 clients par mois en 2019, soit une augmentation de 54%), soit 0,4% du nombre total de contrats.

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

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

En 2020, près de 26 Millions Fcp (10,8 Millions Fcp en 2019) ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tahiti Nord, soit 0,17% du chiffre d'affaires réalisé sur 2020.

2.8 - Services offerts à la clientèle



Covid et confinement

La crise épidémique du COVID a frappé la Polynésie au premier trimestre 2020, avec entrée en confinement dès le 21 mars, jusqu'au 21 mai.

Ces deux mois de confinement inédit dans l'histoire du pays et de l'entreprise ont provoqué une fermeture des agences, et un déport des clients vers la plateforme téléphonique, ainsi que vers l'agence en ligne edt.pf.

Cette gestion commerciale modulée en fonction de l'évolution sanitaire en Polynésie a nécessité d'importants ajustements au niveau des équipes, tant sur le site d'EDT Puurai, qu'en télétravail, pour assurer un service minimum, incluant le règlement de factures.

L'adaptation de la pratique commerciale a aussi concerné de nombreux grands comptes ayant vu leur activité réduite ou stoppée, ce qui a amené EDT/TSE à procéder à des aménagements contractuels leur permettant de surmonter la crise économique subséquente.

L'adoption de gestes barrières dans les activités quotidiennes s'applique à l'ensemble des agents EDT/TSE, qu'ils opèrent au niveau commercial, administratif, informatique, ou technique.

Le fait que TSE soit filiale d'EDT a pleinement contribué au support dont ont bénéficié l'entreprise et ses équipes afin de surmonter la crise COVID, et garantir la continuité du service public de l'électricité sur le territoire SECOSUD.



Offre de services multiple EDT/TSE

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

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

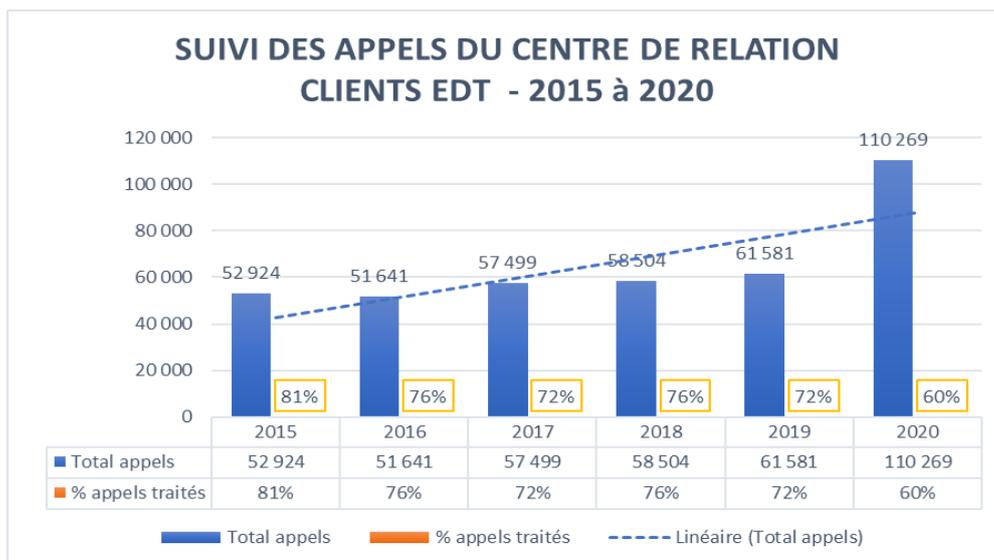
- Par prélèvement ou virement bancaire
- En agence clientèle,
- A distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf »
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appel EDT.
- Par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai, Vaima et Moorea pour les règlements en espèces,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

Mesures de la satisfaction clients

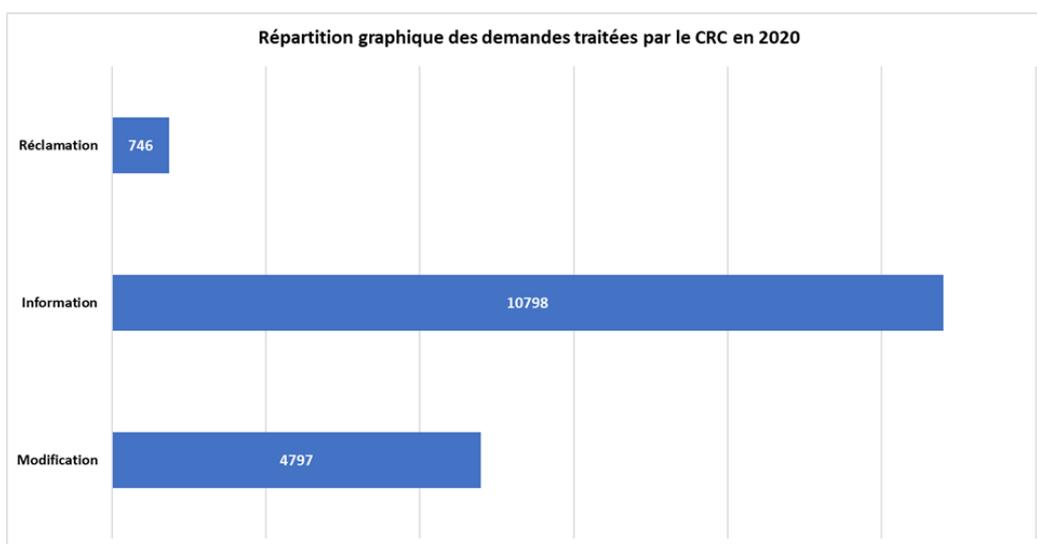
Pour 2020, l'enquête de satisfaction menée auprès des clients EDT/TSE affiche un taux de satisfaction de :

- ✓ 60% pour les clients ayant contacté son Centre de Relation Clients, cette baisse est notamment liée à l'impact COVID, qui a provoqué une hausse importante des appels vers la plateforme, alors qu'elle fonctionnait en service minimum
- ✓ 80% pour les clients ayant fait l'objet d'une intervention de notre service dépannage

Le CRC a géré une hausse de +79% des appels clients, passés de 61 581 en 2019 à 110 269 en 2020.



La crise COVID a provoqué un afflux d'appels pour demande d'information, en raison de la fermeture des agences, et des interrogations liées au règlement de factures.



L'information clients par SMS GRATUITS

Le service INFOS SMS reste un service très apprécié des clients, avec 1 134 447 SMS aboutis en 2020 : 92% de clients satisfaits de ce service et 97% particulièrement satisfaits du service SMS Info Coupure pour travaux. Sa gratuité combinée à sa simplicité d'usage ainsi que sa fourniture d'information immédiate font que plus de 60% des clients EDT/TSE l'ont déjà plébiscité, un chiffre en croissance chaque année.

A fin 2020, 57 307 contrats inscrits aux différents Services SMS pour Tahiti et les îles :

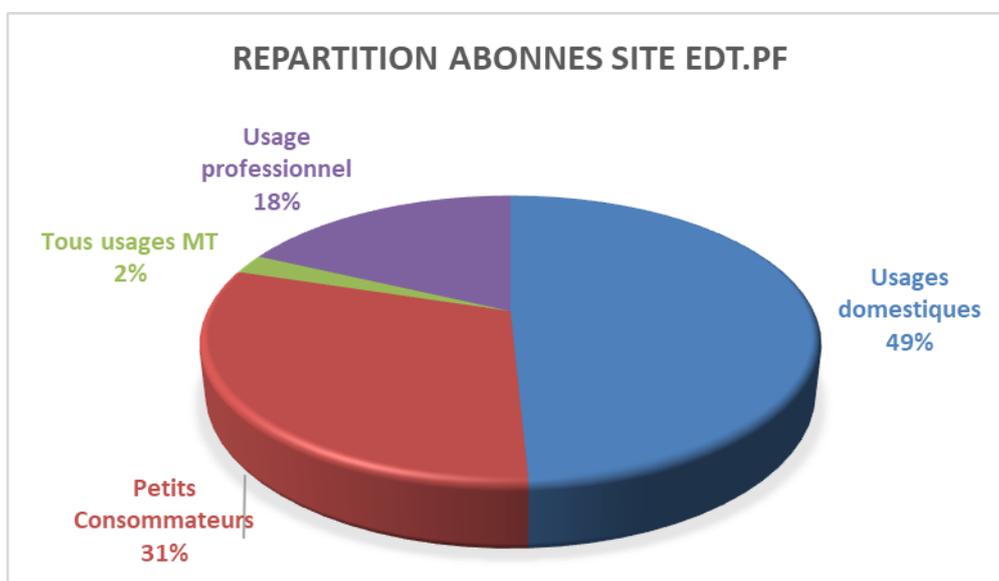
Libellé SMS	Tahiti Nord	TSE	Iles
Annulation Coupure Travaux	6 167	1 217	1 102
Auto-Relève	6 081	1 178	1 286
Avis de coupure pour Travaux	6 181	1 227	1 102
Avis passage releveur	4 213	774	1 055
Confirmation Coupure Travaux	6 167	1 217	1 102
Montant Facture mensuelle	6 222	1 136	1 500
Relance	6 064	913	1 403
Total général	41 095	7 662	8 550

Le système informatique de gestion de la clientèle

EDT/TSE déploie progressivement HOANI, un programme informatique de gestion des services clients, fourni par l'entreprise Salesforce, leader mondial sur ce marché, afin d'améliorer la qualité de service fournie aux abonnés. Sur l'année 2020, les travaux continuent dans l'objectif d'améliorer la gestion, la qualité des informations, et de capitaliser sur l'ensemble des relations client en multicanal.

Le site client edt.pf

Concession	Nb accès edt.pf	%age clients connectés
Tahiti Nord	14 307	37%



L'année 2020 a contraint les sociétés à se réorganiser eu égard à la lutte contre la propagation du coronavirus, d'encourager davantage les outils digitaux afin de limiter les déplacements en agence.

Le confinement du mois de mars a mis en valeur les canaux de communication et de gestion digitaux, plusieurs profils clients ont émergé :

- Les digitaux qui ont continué à gérer en ligne leur contrat
- Les présentiels qui ont dû se reconvertir en digitaux
- Les présentiels qui n'ont pas pu se reconvertir par manque de matériels ou d'appétence.

Ceci s'est traduit par une envolée des indicateurs tant au niveau des réseaux sociaux qu'au niveau des outils digitaux.

 **FB : +29%**

 **Instagram : +48%**

 **Linkedin : +166%**

À noter une belle progression des services les plus importants du site, le paiement en ligne et l'auto-relève.

De multiples campagnes axées sur ces deux services sur Google et Facebook ainsi que l'effet Covid ont permis d'atteindre cette belle progression.

Parallèlement, EDT transmet une lettre d'information numérique gratuite chaque mois à près de 34 000 clients qui ont choisi ce service.

edt.pf : +74% d'utilisateurs

Mareva chatbot : +122% d'utilisateurs

Paiement en ligne : +73%

Auto-relève : +61%

Le nombre d'utilisateurs de la chatbot EDT Mareva a doublé, passant de 6 525 en janvier à 14 473 en décembre, soit une progression de plus de 120%.



Février : Lancement de l'appli Maconso accessible à partir de Messenger, réalisée sur le même principe que l'outil proposé sur le site edt.pf, il permet à l'utilisateur de calculer la consommation de chacun de ses appareils afin d'entamer dans une seconde phase des économies d'énergie notamment dans l'usage de chacun de ses appareils.



Avril : la lutte contre la propagation du virus, le confinement des polynésiens sur plus d'un mois ont réorienté notre ligne éditoriale qui s'est focalisée sur la réponse au fil de l'eau aux demandes des clients dans la gestion à distance de leur contrat avec EDT et la mise en valeur du travail de nos équipes dans leur mission de continuité de service.



Octobre : Lancement de l'outil Auto-relève sur Messenger. Accessible directement sur ce système de messagerie, il permet à l'utilisateur d'envoyer son auto-relève en toute simplicité, cette information est automatiquement traitée par le système de gestion commerciale afin d'aboutir à une facturation sur relevé.



Décembre : Création du blog edt.pf sous Wordpress intégré dans le site à la rubrique Actualités. Ce dernier met l'accent sur les services importants d'EDT (auto-relève, outils digitaux), il reprend également les contenus réalisés pour l'ancien blog Maeva expat.com. Plus souple que le CMS du site edt.pf, il permet de lancer des campagnes, des jeux tel que le Calendrier de l'avent en décembre.

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 est proposée via trois canaux pour suivre et payer sa consommation chaque mois : via le serveur vocal, via l'agence en ligne edt.pf, via Messenger EDT avec la chatbot Mareva.

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 demandé 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...)



Campagne sur les économies d'énergie

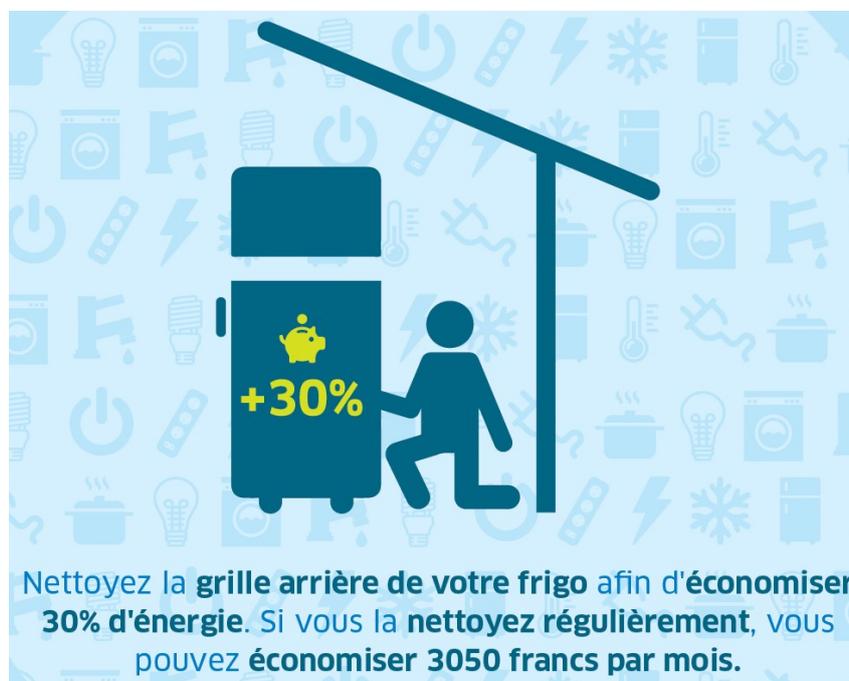


En réponse aux critiques de clients concernant leur facture en sortie de confinement, une campagne de communication a été lancée dès le 4 décembre 2020 et jusqu'en février 2021 sur les deux chaînes de télévision, et en radio, expliquant comment réussir les économies d'énergie par des gestes simples, tout en incitant les clients à pratiquer régulièrement leur auto-relève.

Des spots de 30 secondes ont été diffusés en français et en reo tahiti pour la première fois, avant les journaux télévisés, durant trois mois, durant la saison chaude.

De plus, des spots ont également été diffusés sur la radio Polynésie la 1ère, en bilingue également, toujours sur le thème de l'adoption d'un geste d'économie d'énergie, avec en parallèle la promotion de l'auto-relève.

Les agences EDT ont été pleinement parties prenantes de cet effort de sensibilisation de nos clients, avec la diffusion des spots sur leurs écrans installés.



Durant le premier semestre 2020, des spots d'information sur les économies d'énergie ont été diffusés par les télévisions Polynésie la 1ère, puis TNTV sur leurs réseaux sociaux et sur leur site web, grâce au partenariat avec EDT.

Actions à venir

Un partenariat entre EDT et la CPS verra le lancement d'une agence mobile dans un bus 100% électrique, avec agents à son bord, fournissant de nombreux services aux clients (règlement de facture, demandes contractuelles, etc.) directement dans leurs quartiers, afin de leur éviter un déplacement en agence.

Cet investissement répond aux demandes des mairies et des abonnés, et permettra de desservir notamment les communes de Vairao, Hitia'a, et Tiarei, via le bus Te Hono qui doit être mis en service en mai 2021.



Un guide d'économie d'énergie en français et en reo tahiti, est publié en début 2021, diffusé en version papier via certains magazines, et disponible gratuitement sur le site edt.pf, avec des conseils pratiques simples d'application pour réaliser des économies au quotidien.



Missions de proximité à Tairapu-Ouest



En septembre et octobre 2020, les agents de la cellule ARC (Animation réseau clientèle) de la direction commerciale ont effectué des missions d'information de proximité auprès d'élus communaux et de référents de quartiers de Tairapu-Ouest, en présence notamment du tavana Tetuanui HAMBLIN.

Un déplacement visant principalement les guides sanitaires de la commune, sur le thème de la maîtrise de la consommation d'énergie, et qui s'est prolongé auprès de familles de la commune.

Preuve de l'impact de ces missions de terrain, la commune de Vairao a décidé de mettre en place un QG animé par les guides sanitaires dont l'objectif est d'accueillir la population et de les sensibiliser aux économies d'énergie.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

Bilan technique

- 3.1 Production
- 3.2 Qualité de la fourniture
- 3.3 Réseau de transport et de distribution
- 3.4 Raccordement solaire
- 3.5 Achat d'énergie solaire en kWh par tarif

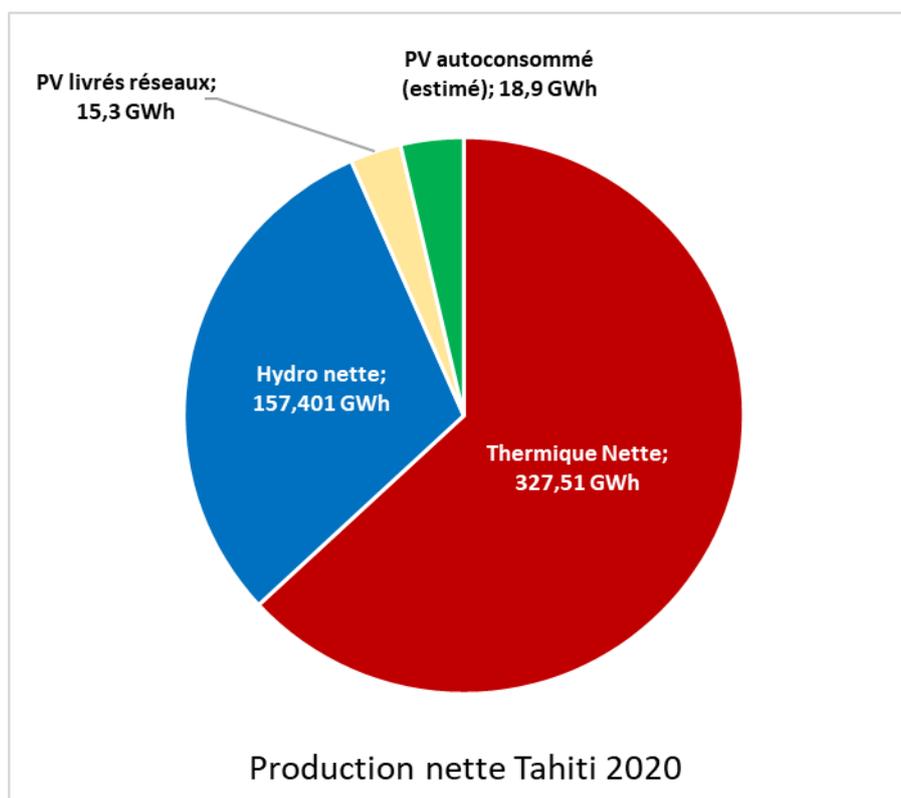
Bilan technique Tahiti

3.1 - Production

Total Production 2020	Tahiti		
	Production	% sur total	% sur 2019
Thermique Nette	327,51 GWh	65,5%	-3,5%
Hydro nette (MN+CHPP+SPEA)	157,4 GWh	31,5%	0,1%
PV livrés réseaux	15,3 GWh	3,1%	21,4%
Total production Nette	500,2 GWh	100,0%	-1,8%
PV autoconsommé (estimé)	18,9 GWh	3,6%	-7,4%
TOTAL avec auto consommation	519,1 GWh		

Ventes (kWh livrés aux clients)	473,76 GWh	-2,2%
---------------------------------	------------	-------

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

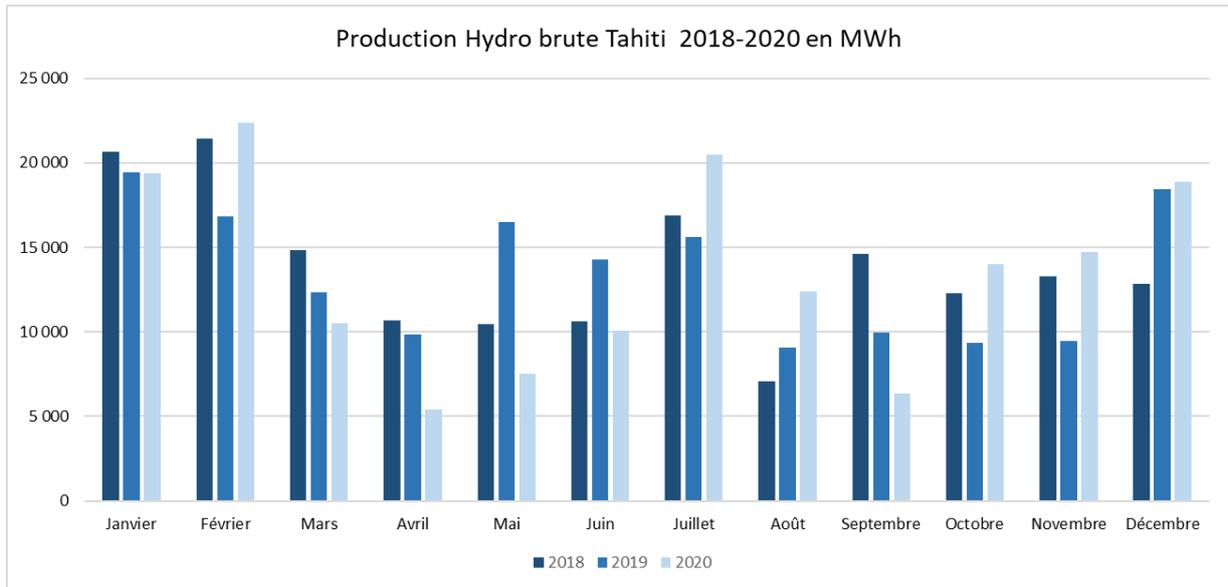


La production livrée aux réseaux en 2020 a été de 500,2 GWh, en légère baisse de -1,8 points sur 2019, et 519,1 GWh en tenant compte de l'autoconsommation.

La part des énergies renouvelables progresse encore cette année et représente 38,2 % de la production totale au lieu de 36,4 % en 2019 soit +1,8 points. 82 % de cette production provient de l'hydroélectricité avec 157,4 GWh en 2020.

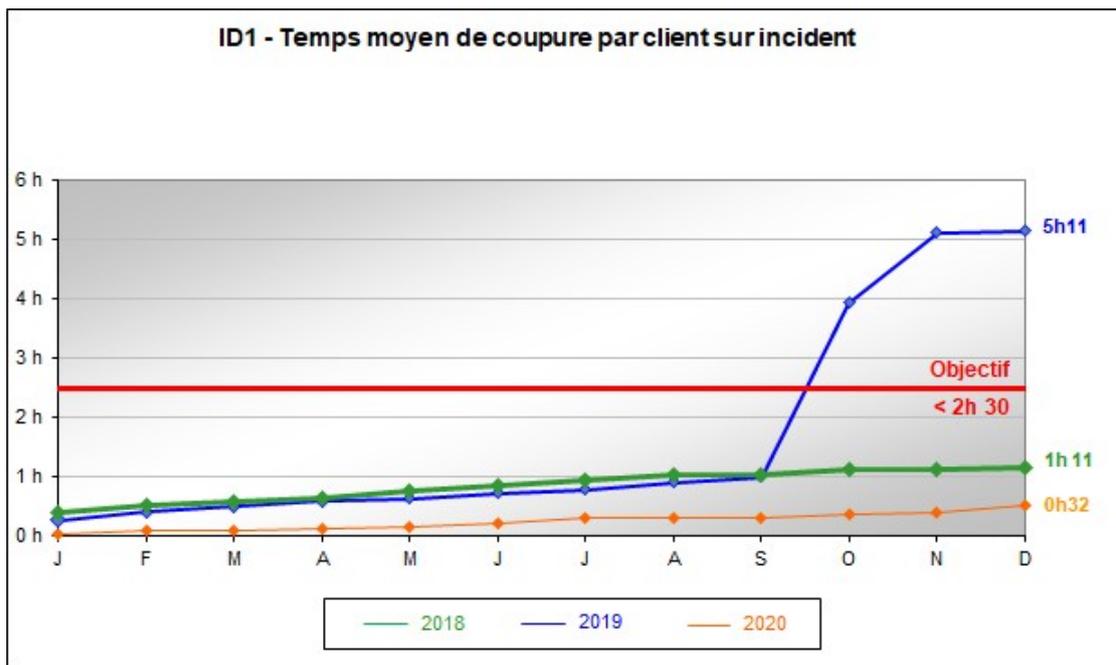
2 424 installations solaires étaient raccordées en 2020 dont 2 229 raccordements au nord et 195 raccordements au sud correspondant à une puissance totale de 36 Mwc.

La production thermique nette a été en 2020 de 327,5 GWh, - 3,5 points en baisse par rapport à 2019. Effet COVID.



3.2 - Qualité de la fourniture

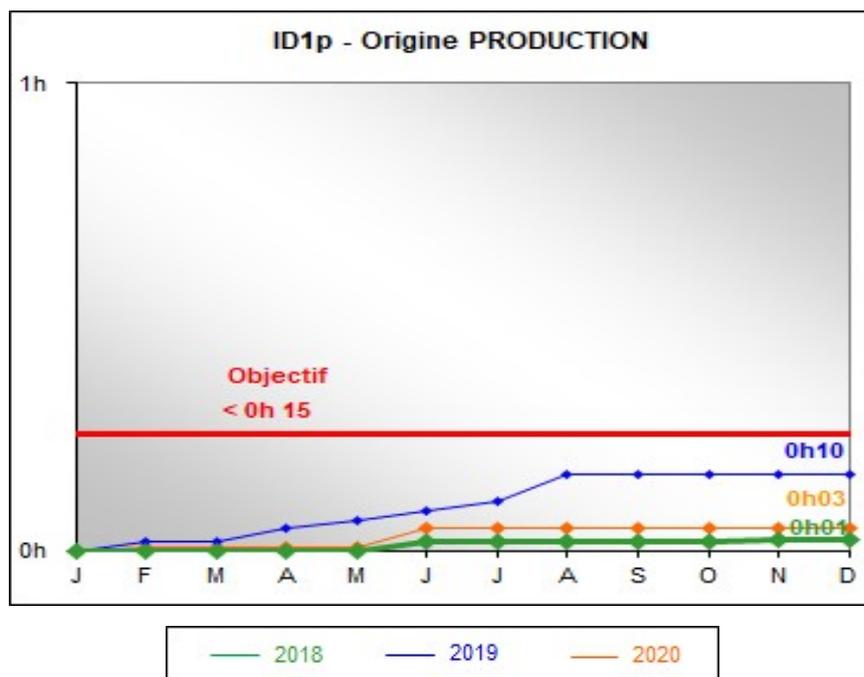
Le Temps Moyen de Coupure (TMC) global sur incidents de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2020, de 32 mn



La décomposition de ce temps de coupure par processus donne :

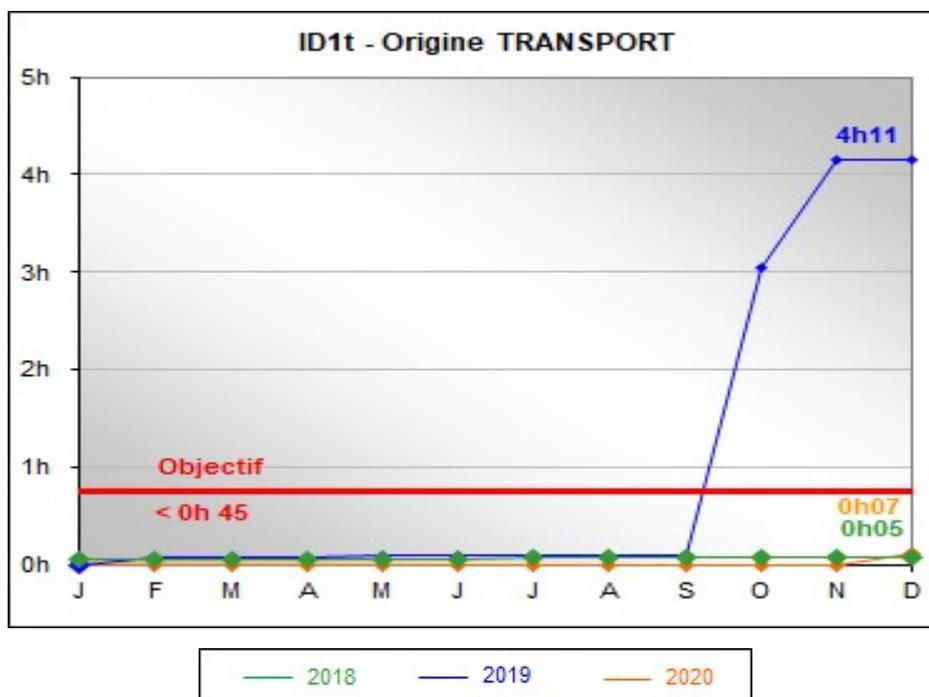
- Production : 3 minutes
- Transport : 7 minutes
- Distribution : 22 minutes

Origine production : 3 minutes



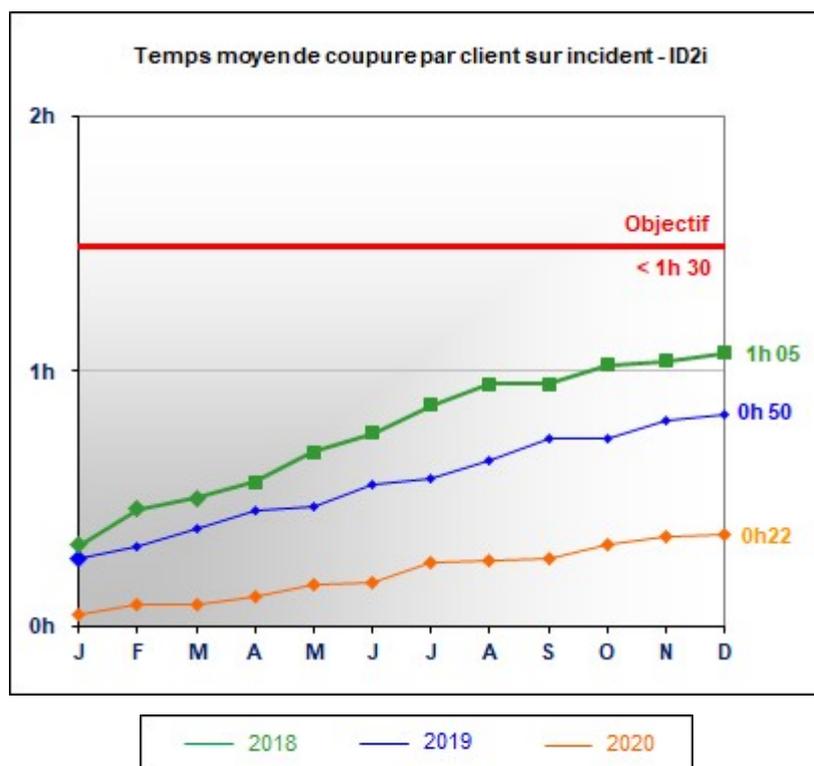
L'année 2020 est une bonne année en termes de temps moyen de coupure sur incident d'origine Production avec 3 minutes.

Origine Transport : 7 minutes



La ligne de secours TEP 3 reliant la Punaruu à Papeete a connu 8 défauts et n'a été disponible que 40% du temps sur l'année 2020, elle a plus de 34 ans et nos demandes de renouvellement n'ont toujours pas été prises en compte.

Origine Distribution : 22 minutes



L'année 2020 a été une excellente année en termes de Temps Moyen de Coupure d'origine Distribution avec 22 minutes seulement. Les efforts menés sur l'amélioration des protections du réseau de distribution ainsi que le renouvellement et l'amélioration des organes télécommandés ont permis la réduction de ce TMC depuis ces dernières années. Les principales causes d'incidents restent toujours les chutes d'arbres sur le réseau aérien et le vieillissement de certains tronçons de câbles souterrains.

3.3 - Réseau de transport et de distribution

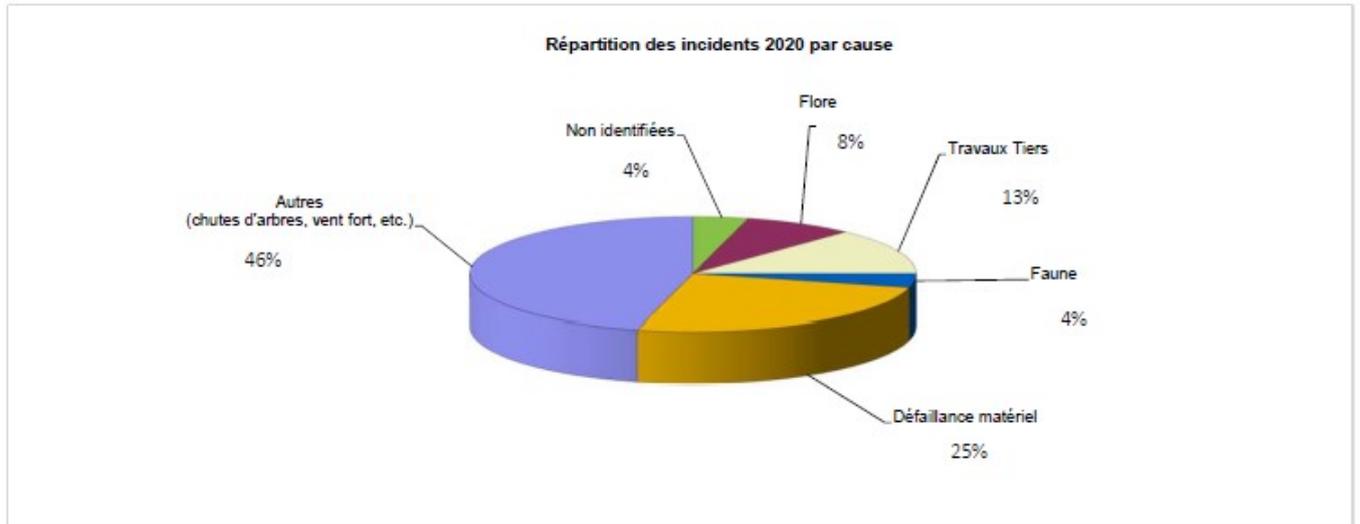
- **Maintenance des réseaux de distribution**

Le programme de renouvellement des supports bois termités pour 2020 prévoyait un renouvellement de 400 supports BT minimum et 60 supports HT. Les objectifs de ce programme ont été largement atteints malgré les dispositions liées au COVID durant l'année. 496 poteaux BT et 96 poteaux HTA ont été remplacés.



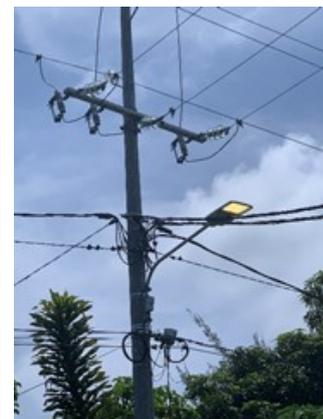
- **Incidents distribution**

Les incidents d'origine Distribution ont été causés par des défaillances de matériel (câble souterrain vieillissant par exemple) (25%), par des chutes d'arbres ou intempérie (46%), par des défauts d'élagage ou lianes grimpantes (8%), par des travaux tiers (13%), par des défauts non identifiés (il s'agit souvent de végétation sur les lignes HTA non retrouvée sur les lieux du défaut) (4%) et enfin par la faune (oiseaux, lézard, rats...) (4%).



- **Contrat Eclairage Public avec la Commune de TAIARAPU EST**

Un marché remporté sous appel d'offre d'éclairage public d'un montant de 139MF XPF TTC a été signé avec la Commune de Taiarapu Est en Aout 2019. Ce contrat a consisté au renouvellement en technologie LED connecté de tout le parc de la Commune pour 898 points lumineux. Les travaux se sont déroulés dans le respect du planning contractuel et se sont achevés en Avril 2020.



- **Plan de renouvellement réseau distribution**

Un plan de renouvellement distribution Nord pour la période de 2019-2030 a été présenté au concédant en Septembre 2019 pour un global de 10,9 Milliards XPF. Ce plan permet de garantir un bon état de fonctionnement des ouvrages à l'issue de la concession. Le principe du plan de renouvellement a été accepté par le concédant courant de l'année 2020. Il reste à définir et valider le degré souhaité de bon état des différents ouvrages distributions : poste de distribution public, poste source, réseau aérien et souterrain, comptage, branchement et dispatching.

Projets d'amélioration

- **Nouveau transformateur 10 MVA de Atimaono et extension du tableau HTA distribution du poste source de Atimaono**

Le transformateur de 10MVA a été mis en service en mars 2020 au même titre que la nouvelle rame distribution composée de 4 cellules HTA (3 disjoncteurs et un pont de barre).

Cette extension du poste source d'Atimaono nous permettra de retrouver une bonne qualité de service sur la zone ouest de Tahiti. Le seul transformateur de 5 MVA, appartenant au transport, commençait à être saturé en pointe et son arrêt pour maintenance posait des problèmes de tenue de tension sur le réseau de distribution. Elle permet également de marquer de manière physique la séparation des rames Nord et Sud.



- **Projet Putu Uira**

Le projet Putu Uira est une batterie de 10 MWh et des onduleurs associés permettant d'obtenir une puissance active de +/-15MW et réactive de +/-20MVAR.

L'installation est destinée à stabiliser le réseau électrique de Tahiti en fréquence et en tension, en lieu et place d'au moins un groupe de la Punaruu.

Elle permettra d'assurer la réserve tournante actuellement faite par le thermique. Ainsi une économie d'au moins 6000h de marche par an est attendue des groupes de Punaruu.

Le pays a donné son accord pour le financement du projet à partir des dotations aux amortissements et provisions pour renouvellement d'un groupe de la Punaruu. Un dossier en défiscalisation a également été déposé.

Toutes les autorisations, commission de l'énergie, permis de construire, commission ICPE... ont été obtenues.

Les dernières négociations économique-juridiques avec le fournisseur des batteries/onduleurs étaient en cours de finalisation à fin 2020, pour une commande prévue courant février 2021.

Le planning prévisionnel prévoit une mise en service du projet Putu Uira en décembre 2022.

3.4 - Raccordement solaire

Concessions	TOTAL au 31/12/2020		Raccordements au cours de l'année 2020						
	Nombre d'installations	Somme puissance installée (kWc)	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée (kWc)	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
Tahiti Nord	2 229	32 306	238	2 534	212	17	7	2	15,98

3.5 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	15,98 F/kWh	40F/kWh Electra
Tahiti Nord	1 073 412	3 031 907	1 369 722	8 938 735	146 826

4 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

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

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) La séparation des services délégués

A l'exception des services mutualisés pour des raisons de coordination et d'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 les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuatea et Tumaraa.

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...).

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

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

4.1.4) Le principe de la prééminence de l'imputation directe

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

Le pourcentage d'imputation directe sur une concession dépend de l'organisation de l'entreprise, il varie peu d'un exercice sur l'autre. Sur Tahiti Nord, en 2020 :

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

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

4.1.5) La non-compensation des produits et des charges

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

PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE

- Les autres coûts de maintenance comprennent des reprises de provisions sur avaries pour 42 222 842 F, le remboursement de 67 731 304 F au titre des coûts d'avarie sur le G6P, des reprises de provisions pour 73 931 822 F au titre du démantèlement de la centrale Vairaatoa, des reprises de provisions de 121 883 518 F au titre du démantèlement des groupes G1 à G4 de la centrale Punaruu et des produits à recevoir de 2 741 760 F relatifs aux taxes.
- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent une reprise de provision pour dépréciation de stock de 31 577 151 F. A noter qu'une provision pour dépréciation de stock a été comptabilisée pour - 31 200 569 F.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 10 879 439 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 9 057 349 F.

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

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

CHARGES VARIABLES DE PRODUCTION

- Les autres coûts de maintenance comprennent une reprise de provision pour révision des groupes pour 312 997 588 F. Une dotation pour provision révision des groupes a été comptabilisée pour un total de 278 530 326 F.

DISPATCHING

- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 318 966 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 592 156 F.

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

- Les autres coûts de conduite et fonctionnement comprennent des produits pour un total de 39 537 868 F dont 8 200 000 F de reprise de provision au titre d'un litige sur le réseau et 31 337 868 F de reprise de provision pour dépréciation de stock de marchandises. Des provisions pour dépréciation de stocks de marchandises ont également été saisies pour - 20 745 927 F.
- Les autres coûts directs des activités annexes tiennent compte de produit de variation de travaux en cours pour 59 439 149 F, des produits au titre des prestations effectuées par EDT pour TSE de 2 552 474 F et des reprises de provision clients pour 4 978 358 F.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 9 656 887 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 11 311 291 F.

FOURNITURE D'ELECTRICITE

- Les autres coûts de fonctionnement incluent une variation de travaux en cours pour - 1 967 433 F et des produits au titre des prestations effectués par EDT pour TSE de 109 736 F.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 106 774 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 246 962 F.

GESTION DE CLIENTELE

- Les autres coûts de fonctionnement comprennent des produits divers de gestion courant de 4 360 420 F.
- Les coûts des fonctions support* comprennent des produits pour 1 381 820 F.
- Les coûts des frais de siège* comprennent des produits pour 2 488 996 F.

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

4.1.6) La justification du périmètre de charges

La structure de la comptabilité analytique colle 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, Moorea, 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 particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation
- Les dépenses de fonctionnement et d'entretien sont imputées centrale par centrale

Dispatching et conduite du réseau

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

Transport :

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

Distribution :

- Les immobilisations de distribution sont composées de lignes et de transformateurs, la frontière avec le transport (Tahiti) ou la production (îles) sont claires telles que définies ci-dessus.
- Les personnels affectés sont spécifiques par activité dans les grandes îles (Tahiti, Moorea, 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 particuliers sont réparties au prorata des temps passés dans chaque exploitation.
- Les dépenses de gestion et d'entretien des réseaux sont directement imputées sur la concession concernée.

Gestion de clientèle :

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

4.1.7) La permanence des méthodes

Adaptation des clefs de répartition :

Réorganisation de la Direction des exploitations de Tahiti :

La liste des centres d'analyse (poches analytiques à répartir) a été adaptée suite à une réorganisation de la direction des exploitations de Tahiti en Octobre 2020. Les clés de répartition associées à chaque centre n'ont pas été modifiées. De plus, la cellule Suivi du Patrimoine, auparavant rattachée à la Direction des Îles, a intégré la Direction des exploitations de Tahiti également en Octobre 2020.

4.1.8) Le principe de détermination des charges économiques calculées

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

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

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

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

Depuis 2020, le calcul des engagements de retraite a été confié à une entreprise spécialisée, se traduisant 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.

Engie

Libellé	Description	00
	Mise à disposition personnel	23 359 255
Convention d'assistance	La société ENGIE 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	102 339 817
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE.	51 750 090
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	7 498 953

Marama Nui

Libellé	Description	00
Achat de l'hydroélectricité.	EDT achète de l'hydroélectricité à MN au prix de 12,06K/kwh jusqu'au 1er mars 2016, puis les tarifs par vallées ont été actualisés. Au 31/12/20, les tarifs par vallées s'élèvent à 10 xpf pour Vaihiria, 12,66 xpf pour la Vaite, 13,65 xpf pour Titaaviri, 10,10 xpf pour Faatautia, 14,05 xpf pour la haute PPNOO et 14,34 xpf pour la moyenne PPNOO.	1 952 043 990
Dispatching	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre MNui et EDT. L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution.	9 391 398

Electra

Libellé	Description	00
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	5 873 040
Convention de mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures	Mise à disposition de surfaces de terrains ou de toitures appartenant à EDT au profit de la société ELECTRA pour la réalisation d'unités de production d'énergie d'origine photovoltaïque ou éolienne. Cette mise à disposition est consentie pour 18 années. A l'expiration du contrat, les installations seront de plein droit remises à EDT soit à titre gratuit soit au franc symbolique.	888 000
Contrat de mandat	Il s'agit d'un contrat de mandant relatif à l'exploitation et la maintenance des installations photovoltaïques et éoliennes. Aucune rémunération n'est prévue au titre de ce contrat. Seuls les frais et charges afférents à l'exploitation et la maintenance des installations font l'objet d'une refacturation annuelle, sur présentation des justificatifs nécessaires.	542 898

Tahiti Sud Energie

Libellé	Description	00
Vente d'énergie	Contrat de fourniture d'énergie électrique au système de distribution publique d'énergie électrique du SECOSUD	1 192 242 724
Convention d'exploitation déléguée (art 7.1) - Dépenses engagées au titre de l'exploitation opérationnelle du réseau	Les prestations d'exploitations réalisés par EDT pour le compte de TSE sont refacturées à TSE au franc le franc, sur la base des charges réellement supportées telles que comptabilisées dans les comptes analytiques s'y rapportant.	61 465 451
Convention d'exploitation déléguée (art 7.2) - Travaux de modernisation et ou de renouvellement des ouvrages	Les travaux d'extention, de modification, déplacement, modernisation et/ou de gros entretien, renouvellement des ouvrages nécessaires à la poursuite de la bonne exploitation du réseau, exigent une compétence et des moyens dépassant ceux de l'exploitation courante. Ils sont réalisés sous forme de délégation de maîtrise d'ouvrage	38 911 521
Convention d'exploitation déléguée (art 7.4) - Rémunération prestations	En qualité d'exploitante déléguée, EDT est rémunérée au titre de ses prestations au taux de 2% des "dépenses engagées". Ces dépenses engagées correspondent : - à l'ensemble des charges de TSE à l'exception des achats d'énergie, la redevance transport TEP, du contrat de prestation techniques d'aide à la conduite (dispatching), des dotations aux amortissements et provisions, des frais financiers, de l'IS - aux dépenses comptabilisées directement en immobilisation le cas échéant, sans passer par un compte de charge	2 662 507
Dispatching - conduites	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre TSE et EDT. L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution,	9 374 523
Exploitation déléguée: IDR salarié	En cas de départ en retraite d'un ancien salarié de TSE, les indemnités versées par EDT seront refacturées à TSE au prorata du temps passé dans chaque société; en contrepartie de cet engagement, TSE conservera à son bilan les indemnités de départ en retraite comptabilisées par elle même jusqu'à la prise d'effet de ce contrat.	25 531
NRJ du personnel	TSE refacture à EDT la part d'NRJ des agents dédiés au sud	9 270 937

TEP

Libellé	Description	00
Transport d'énergie	Ce contrat concerne la rémunération du service de transport d'électricité assuré par la société TEP. La rémunération se base sur l'énergie totale encaissée par la S.A. ELECTRICITE DE TAHITI auprès de ses clients et s'effectue sous forme d'une redevance par kwh, dont le prix est fixé par arrêté en Conseil des Ministres. Par arrêté n°100 CM du 20/01/2005, le prix du transport de l'énergie a été fixé à 1,95 xpf/kwh à compter des consommations du 15/01/2005. Modifié par l'arrêté du 15/12/2016, le tarif est fixé à 2,35 xpf/kwh à compter du 01/03/2016 puis à 2,75 xpf/kwh à compter du 01/09/2016.	1 146 171 173
Prestations techniques d'exploitation réseaux	La société TEP confie par délégation à la S.A. ELECTRICITE DE TAHITI l'exploitation de l'ensemble des installations du Réseau de Transport de l'île de Tahiti à compter du 01/06/2012 pour une durée de six ans renouvelable. Un contrat a été signé le 29 mai 2019 ayant pour effet du 01/01/19 au 30/11/19, reconduit tacitement jusqu'à la fin de concession de transport (2027) par période de 6 mois. A partir du 01 juin 2020, plus de contrat d'exploitation. Montant mensuel de prestation + refacturation des prestations non forfaitaires selon un tarif horaire. Les prestations non forfaitaires font l'objet d'une facturation spécifique suivant le tarif horaire de 9 619 F puis 13 995 F à compter du 1er juin 2019.	6 166 222
Prestations techniques de conduite	La société TEP a confié par délégation à la SA ELECTRICITE DE TAHITI, la conduite de l'ensemble des installations du Réseau de Transport de l'île de Tahiti à compter du 01/06/2012 pour une durée de six ans renouvelable (contrat arrivé à échéance fin mai 2019). Le montant mensuel de ces prestations est de 2 197 884 xpf pour 2020..	23 883 994
Prestations techniques de maintenance	Les prestations de maintenance curative sont facturées en fonction des heures effectuées, au taux horaire de 9 674 xpf puis 11 296 xpf à compter du 1er juin 2019.	5 986 015
Contrat de maintenance	La société TEP a confié à la SA ELECTRICITE DE TAHITI, la maintenance du Réseau de Transport de l'île de Tahiti qui intègre des activités préventives (prévention des incidents), des activités curatives (remise en état après incident) et des prestations de reporting, à compter du 1er juin 2012, pour une durée de six ans renouvelable (contrat arrivé à échéance fin mai 2019). Le contrat de maintenance n'existe plus sur 2020.	-
Indemnité Black out	Selon l'article 3.2.3 du contrat de maintenance référencé 559C19 signé le 29 mai 2019; " la TEP est redevable d'indemnité en cas de retard sur les restitutions d'ouvrages à l'Exploitant du réseau de transport, ou de dégradation du nombre d'incidents par rapport au quota"	1 000 000

Autres parties liées

Libellé	Description	00
Polydiésel	Travaux sous-traités: production	122 804 549
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	243 965 492

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 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
- 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

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 85 % 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 15 % 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 approprié. 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
- En l'attente de la mise en place par le gouvernement d'une péréquation externe, la péréquation interne aux concessions gérées par EDT se calcule pour chaque concession par différence entre le CA énergie facturés aux clients et le Revenu autorisé de la concession.

- *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 1,565% (- 0,435 % + 2 %)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,783 % (-0,435 % + 1 % + 1,218 % 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 bénéficiaires.

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

- L'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers (IRCM) : 10% de la marge nette concession si elle est positive
- La contribution de solidarité territoriale (CST) : 5% de la marge nette concession si elle est positive

4.2.2. Principes de répartition des coûts indirects

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

4.2.2.1 Les frais de siège :

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

- La part revenant aux filiales fait l'objet d'une refacturation sur la base des temps passés pour la main d'œuvre et d'une refacturation au franc le franc pour les charges engagées pour compte.
- La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités concédées, les activités Annexes et activités hors concession.

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

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

4.2.2.2 Les coûts d'implantation Puurai :

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

4.2.2.3 Les coûts de production :

Ce sont des charges directes des concessions concernées à l'exception des clés de Tahiti et Raiatea qui possèdent des centrales communes pour plusieurs concessions, dans ces cas, la refacturation des kWh produits îles est conforme à l'article 12 bis de l'avenant 17 relatif à la vente d'électricité hors du périmètre de la concession.

- Rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1
- Autres charges de production : P2
- Matières consommées

Pour Tahiti, les montants sont répartis entre Tahiti Nord et Secosud au prorata des kWh injectés.

Pour Taputapuatea et Tumaraa, la répartition se faisait au prorata du nombre de kWh vendu-solaire.

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 donc 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 sont répartis en fonction du nombre de PC présents dans chaque service.

4.2.2.6 Le service de support aux îles situé à Puurai :

Les coûts de fonctionnement de ce service sont répartis sur les concessions des îles concernées au prorata des temps passés.

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

4.2.2.7 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 passés ;
- le service clientèle : au prorata du nombre d'abonnés.

4.2.2.8 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) 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 affectés 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 2020
Tahiti Nord**

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Répartition selon clé (1)	Ecart méthode si pointages (2)	Montant réparti sur Tahiti Nord en MF (3)	Clé de répartition (1)	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tahiti Nord
Frais de siège	1 381,3	1 187,0			760,8	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	64%
Exploitation des îles	372,6	371,9	0,0	0,0	0,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	973,5	0,1
Clientèle îles	40,5	40,5				Nombre d'abonnés îles	27 239	
Exploitation hydro	94,4	0,4	0,4	0,0	0,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	251,8	251,8
Exploitation réseau Tahiti	273,5	273,1	271,8	-2,1	269,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	314,0	312,5
Gestion des énergies	33,7	32,9	30,5	-0,7	29,8	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	20,2	18,7
Réseau Nord	79,2	79,1	79,1		79,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	89,1	89,1
Transition énergétique	8,8	2,7	2,7		2,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	8,3	8,3
Exploitation thermique Tahiti	449,6	449,6	449,6		449,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	464,3	464,3
Suivi et développement	90,7	87,9	56,1	-2,9	53,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	66,4	42,4
Suivi du patrimoine	24,0	23,9	20,2	-0,6	19,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	8,8	7,4
Travaux réseau	89,1	89,2	67,9	0,5	68,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	82,2	62,5
Dispatching	23,8	23,8	23,8		23,8	Longueur de reseau HTA	77,8	77,8
Clientèle Tahiti	126,3	102,0	102,0		102,0	Nombre d'abonnés Tahiti	54 335	54 335
Relève Intervention Branchement	272,2	256,5	254,7	-1,0	253,7	Temps pointé par la cellule	162,5	161,3
Raccordements solaires	9,3	9,3	9,3		9,3	100% Tahiti	1,0	1,0
Gestion administrative du solaire	17,2	15,9	14,1	0,0	14,1	Contrats solaires	2 512	2 229
Service Grand compte	43,0	38,3	24,8	0,0	24,8	Contrats grands comptes	5 183	3 352
Marketing & E-services	48,3	41,6	28,4	0,0	28,4	Nombre d'abonnés	79 574	54 335
Animation & réseaux proximité	37,2	32,0	21,9	0,0	21,9	Nombre d'abonnés	79 574	54 335
Réseau Tahiti Sud	50,4	1,9	1,9	0,0	1,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1,2	1,2
Comptabilité client et recouvrement	0,7	0,6	0,4	0,0	0,4	Nombre d'abonnés	79 574	54 335
Magasins	-33,1	-32,2	-27,3	-0,1	-27,4	Sorties de stock valorisées	1 511 855	1 283 271
Support DSI sur production immobilisée	8,8	0,3			0,0			
Total support externe					1 425,4			
Support interne de l'île					0,0			
Total Support					1 425,5			

(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.

Suite à la réorganisation de la Direction des exploitations de Tahiti à compter d'Octobre 2020, l'Exploitation Réseau Tahiti se décompose de la manière suivante : La Gestion des énergies, le Réseau Nord et la Transition énergétique. Le coût support Exploitation Réseau Tahiti figurant dans le tableau ci-dessus correspond à la période Janvier à Septembre 2020 et celui des 3 nouvelles cellules d'Octobre à Décembre 2020.

4.3 - Comptes de la concession

Dans le cadre de l'avenant 18b du 20 juillet 2020, il avait convenu de la modification des comptes des années 2017 à 2019 pour y intégrer le reclassement rétroactif des « provisions pour renouvellement » des réseaux de Tahiti Nord en « Droits du concédant / Provisions sans objet ».

Par dérogation au principe de l'intangibilité du bilan d'ouverture, les bilans et compte de résultat des 3 exercices considérés ont été modifiés.

Les comptes du bilan et compte de résultat 2019 présentés ci-après tiennent compte de cette modification.

4.3.1 BILAN ACTIF

ACTIF	Tahiti Nord	
	2020	2019
Immobilisations concédées *	43 290 908 841	42 602 344 317
- Production	20 179 481 073	20 040 123 836
- Distribution	23 111 427 768	22 562 220 481
Immobilisations privées	3 349 558 109	3 259 896 637
Immobilisations en-cours	1 319 612 416	1 187 532 590
- Production	381 272 174	403 094 014
- Distribution	652 547 219	623 590 071
- Privées	285 793 023	160 848 505
Total immobilisations brutes	47 960 079 366	47 049 773 544
Amortissements et provisions **	-30 531 569 375	-30 144 088 437
- Production	-15 543 458 142	-15 754 886 890
- Distribution	-11 882 326 214	-11 501 384 086
- Privés	-2 818 004 586	-2 675 492 877
- Dépréciation immobilisations	-287 780 433	-212 324 584
Immobilisations nettes	17 428 509 991	16 905 685 107
Stock	2 679 567 959	2 524 583 288
Avances et acomptes	346 857 705	301 003 905
Créances clients	3 805 282 741	3 380 440 052
Autres créances	2 679 389 514	2 974 248 191
Charges constatées d'avance	36 835 099	24 737 449
Provisions pour dépréciation	-554 649 466	-519 307 593
Stock et créances nets	8 993 283 553	8 685 705 292
Compte courant du concessionnaire	8 779 098 520	9 398 760 246
TOTAL ACTIF	35 200 892 064	34 990 150 645

* Immobilisations concédées

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	19 057 657 319	18 918 046 964
Concessionnaire - Droit incorporel	0	253 118
Total concessionnaire	19 057 657 319	18 918 300 082
Total Tiers et concédant	1 121 823 754	1 121 823 754
Total au bilan	20 179 481 073	20 040 123 836

Distribution

Concessionnaire	19 195 696 449	18 706 878 152
Concessionnaire - Droit incorporel	0	246 882
Total concessionnaire	19 195 696 449	18 707 125 034
Tiers et concédant	3 915 731 319	3 855 095 347
Total au bilan	23 111 427 768	22 562 220 381

** Amortissements et provisions

	2020	2019
Production		
Concessionnaire	-14 738 153 714	-14 984 498 158
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-253 118
Total concessionnaire	-14 738 153 714	-14 984 751 276
Tiers et concédant	-805 304 428	-770 135 614
Total au bilan	-15 543 458 142	-15 754 886 890

Distribution

Concessionnaire	-9 673 893 999	-9 350 401 912
Concessionnaire - Droit incorporel	0	-246 882
Total concessionnaire	-9 673 893 999	-9 350 648 794
Tiers et concédant	-2 208 432 215	-2 150 735 292
Total au bilan	-11 882 326 214	-11 501 384 086

1 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	Tahiti Nord	
	2020	2019
Résultat	631 245 127	563 472 120
Capitaux propres	631 245 127	563 472 120
Droits des tiers et concédant apports gratuit	2 023 818 430	2 056 048 195
- Production	316 519 326	351 688 140
- Distribution	1 707 299 104	1 704 360 055
Provisions devenues sans objet	4 589 615 561	4 589 615 562
Caducité	6 174 238 541	6 791 662 395
- Production	0	0
- Distribution	6 174 238 541	6 791 662 395
Autres provisions	1 945 382 982	2 015 730 083
- PIDR	963 530 603	830 749 313
- Autres provisions	981 852 379	1 184 980 770
Provision pour risques et charges	8 119 621 523	8 807 392 478
Clients - avances sur consommation	612 453 516	608 352 218
Fournisseurs	2 288 524 862	2 279 537 794
Dettes fiscales et sociales	2 582 804 230	2 232 789 681
Passif de renouvellement	13 609 274 085	13 251 772 714
- Production	12 888 551 998	12 660 108 392
- Distribution	720 722 087	591 664 322
Autres dettes	545 699 925	218 154 472
Produits constatés d'avance	197 834 805	383 015 410
Emprunts et dettes	19 836 591 423	18 973 622 289
TOTAL PASSIF	35 200 892 064	34 990 150 645

² Le passif de renouvellement regroupe les sommes mises de côté par l'entreprise pour être en mesure de financer la réalisation des plans de renouvellement, il comprend à l'ouverture les provisions pour renouvellement constituées ainsi que l'amortissement technique des biens renouvelables dans les cas de remise gratuite.

4.3.3 COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Tahiti Nord 2019			Tahiti Nord 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 383 902 560		2 383 902 560	2 421 412 337		2 421 412 337
	- UO UPI : Pissance maximale majorée -1	109 603		109 603	109 275		109 275
	- Forfait FP1	22 187		22 187	22 159		22 159
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-1 825 339 556	-36 556 807	-1 861 896 363	-1 779 994 896	57 025 479	-1 722 969 417
	par UO : Pissance maximale majorée	-16 654		-16 988	-16 289		-15 767
	- Maintenance	-571 228 667	-39 853 429	-611 082 095	-429 096 087	61 027 986	-368 068 101
	- AC	-72 045 446	-42 537 097	-114 582 543	-66 267 408	-15 610 857	-81 878 265
	- ACE	-60 696 863	-103 231 872	-163 928 735	-110 406 040	-21 388 850	-131 794 890
	- MO	-368 517 572	-7 399 596	-375 917 168	-294 540 742		-294 540 742
	- AUTRES	-69 968 785	113 315 137	43 346 351	42 118 103	98 027 694	140 145 797
	- Conduite et Fonctionnement	-252 522 242	12 421 318	-240 100 924	-260 570 196		-260 570 196
	- AC	-3 083 915		-3 083 915	-3 242 019		-3 242 019
	- ACE	-118 787 929		-118 787 929	-120 221 292		-120 221 292
- MO	-2 703 035		-2 703 035	-704 190		-704 190	
- AUTRES	-127 947 362	12 421 318	-115 526 044	-136 402 695		-136 402 695	
- Amortissement des actifs de concession	-479 009 996		-479 009 996	-515 161 637		-515 161 637	
- Dotation amortissement biens au bilan	-276 326 149		-276 326 149	-316 699 308		-316 699 308	
- Dotation / reprise de lissage	-202 683 847		-202 683 847	-198 462 329		-198 462 329	
- Quote part des activités support affectées	-522 578 652	-9 124 696	-531 703 348	-575 166 977	-4 002 507	-579 169 483	
- Fonctions supports	-274 776 293	-2 496 168	-277 272 460	-326 535 905		-326 535 905	
- Frais de siège	-247 802 359	-6 628 529	-254 430 888	-248 631 072	-4 002 507	-252 633 579	
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	760 915 324		760 915 324	793 322 661		793 322 661
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	286 735 054		286 735 054	298 882 156		298 882 156
	- Forfait FP2	2,707		2,707	2,654		2,654
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-735 749 823	-695 422	-736 445 246	-869 164 435	-402 040	-869 566 475
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,566		-2,568	-2,908		-2,909
	- Maintenance	-634 848 439		-634 848 439	-665 499 189		-665 499 189
	- AC	-288 518 557		-288 518 557	-486 846 226		-486 846 226
	- ACE	-74 228 837		-74 228 837	-109 297 215		-109 297 215
	- MO	-116 129 289		-116 129 289	-103 823 010		-103 823 010
- AUTRES (provision rév groupes...)	-155 971 756		-155 971 756	34 467 263		34 467 263	
- Traitement des effluents	-28 291 946		-28 291 946	-126 835 536		-126 835 536	
- Quote part des activités support affectées	-72 609 438	-695 422	-73 304 860	-76 829 710	-402 040	-77 231 750	
- Fonctions supports	-46 611 627		-46 611 627	-51 855 476		-51 855 476	
- Frais de siège	-25 997 811	-695 422	-26 693 233	-24 974 234	-402 040	-25 376 274	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	4 180 400 190		4 180 400 190	3 710 482 137		3 710 482 137
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	14,58		14,58	12,41		12,41
	- Consommations	-4 264 327 719		-4 264 327 719	-3 710 482 142		-3 710 482 142
	- Fioul	-3 871 575 436		-3 871 575 436	-3 296 093 171		-3 296 093 171
	- Gasoil	-242 049 672		-242 049 672	-285 699 861		-285 699 861
- Huile	-118 344 615		-118 344 615	-115 135 730		-115 135 730	
- Urée	-32 357 997		-32 357 997	-13 553 380		-13 553 380	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000	7 384 000	8 272 000	6 370 396		6 370 396
	- Coûts directs				-865 974		-865 974
	- AC				-36 034		-36 034
	- ACE				9 779		9 779
	- MO				-56 340		-56 340
	- AUTRES				-783 379		-783 379
	- Quote part des activités support affectées	-64 016		-64 016	-69 770	-218	-69 988
	- Fonctions supports	-64 016		-64 016	-56 239		-56 239
	- Frais de siège				-13 531	-218	-13 749
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES	997 344 811		997 344 811	951 505 666		951 505 666
	- Coûts sur revente energie	-910 209 059	-4 740 500	-914 949 559	-872 340 095	7 384 387	-864 955 708
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	351 595 455		351 595 455	463 925 237		463 925 237
	- Coûts directs	-332 922 996		-332 922 996	-450 768 788		-450 768 788
- AC	-200 899 147		-200 899 147	-344 348 769		-344 348 769	
- ACE	-85 315 678		-85 315 678	-75 401 801		-75 401 801	
- MO	-46 708 171		-46 708 171	-31 029 215		-31 029 215	
- AUTRES				10 997		10 997	
- Quote part des activités support affectées	-39 991 524		-39 991 524	-19 514 437		-19 514 437	

		Tahiti Nord 2019			Tahiti Nord 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	8 675 046 339	7 384 000	8 682 430 339	8 347 018 434		8 347 018 434
	MARGE AVANT IS	566 441 645	-34 608 729	531 832 916	643 817 898	64 007 609	707 825 506
	- I.S.	-258 810 295	15 812 918	-242 997 377	-301 196 949	-29 944 642	-331 141 591
	MARGE NETTE CONCESSION	307 631 350	-18 795 811	288 835 540	342 620 949	34 062 967	376 683 915
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	261 486 648	-15 976 439	245 510 209	291 227 806	28 953 522	320 181 328
	En % des produits	3%	-216%	3%	3%		4%
TRANSPORT							
T	REVENU AUTORISE :	1 146 096 460		1 146 096 460	1 138 566 555		1 138 566 555
	Par kWh						
	- Redevance TEP	-1 169 105 990		-1 169 105 990	-1 138 566 555		-1 138 566 555
	MARGE AVANT IS	-23 009 530		-23 009 530			
	- I.S.	10 513 181		10 513 181			
	MARGE NETTE CONCESSION	-12 496 350		-12 496 350			
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-10 621 897		-10 621 897			
	En % des produits	-1%		-1%			
DISPATCHING							
D1	REVENU AUTORISE :	88 784 913		88 784 913	90 536 463		90 536 463
	COUTS DU DISPATCHING	-140 756 811	-464 956	-141 221 767	-143 217 193	-285 842	-143 503 035
	- Conduite et Fonctionnement	-92 508 359		-92 508 359	-90 039 169		-90 039 169
	- AC	-788 988		-788 988	-119 016		-119 016
	- ACE	-6 571 654		-6 571 654	-10 173 890		-10 173 890
	- MO	-85 382 938		-85 382 938	-79 746 263		-79 746 263
	- AUTRES	235 221		235 221			
	- REVENTE SECOSUD						
	- Amortissement des actifs de concession	-9 535 373		-9 535 373	-9 535 373		-9 535 373
	- Dotation amortissement biens au bilan	-8 291 880		-8 291 880	-8 291 880		-8 291 880
	- Dotation / reprise de lissage	-1 243 493		-1 243 493	-1 243 493		-1 243 493
	- Quote part des activités support affectées	-38 713 079	-464 956	-39 178 035	-43 642 651	-285 842	-43 928 493
	- Fonctions supports	-21 331 051		-21 331 051	-25 886 456		-25 886 456
	- Frais de siège	-17 382 028	-464 956	-17 846 984	-17 756 195	-285 842	-18 042 037
ACTIVITES ANNEXES							
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	40 943 121		40 943 121	42 649 915		42 649 915
	- Coûts directs	215 577		215 577			
	- AC						
	- ACE						
	- MO						
	- AUTRES	215 577		215 577			
	- Quote part des activités support affectées	-970 068		-970 068	-1 098 128		-1 098 128
	- Fonctions supports	-970 068		-970 068	-1 098 128		-1 098 128
	- Frais de siège						
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	10 111 562		10 111 562	480 134		480 134
	- Coûts directs	-10 111 562		-10 111 562	-400 158		-400 158
	- AC	-1 409 768		-1 409 768			
	- ACE	-8 269 779		-8 269 779	77 321		77 321
	- MO	-432 015		-432 015	-477 479		-477 479
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées				-79 976		-79 976
SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING							
	TOTAL DES PRODUITS	139 839 596		139 839 596	133 666 512		133 666 512
	MARGE AVANT IS	-11 783 268	-464 956	-12 248 224	-11 128 943	-285 842	-11 414 785
	- I.S.	5 383 840	212 441	5 596 281	5 206 447	133 725	5 340 172
	MARGE NETTE CONCESSION	-6 399 428	-252 515	-6 651 943	-5 922 496	-152 117	-6 074 613
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-5 439 514	-214 638	-5 654 152	-5 034 122	-129 299	-5 163 421
	En % des produits	-4%		4%	4%		4%

		Tahiti Nord 2019			Tahiti Nord 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	1 730 308 612		1 730 308 612	1 710 957 521		1 710 957 521
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	1 526		1 526	1 521		1 521
	- Forfait FD2	1 156 413		1 156 413	1 124 524		1 124 524
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-1 396 655 497	672 504	-1 396 655 993	-1 479 977 485	-5 215 687	-1 485 193 172
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-950 837		-950 396	-972 713		-976 141
	- Maintenance	-635 169 783		-635 169 783	-680 715 586		-680 715 586
	- AC	-34 987 984		-34 987 984	-47 101 536		-47 101 536
	- ACE	-194 546 446		-194 546 446	-217 173 041		-217 173 041
	- MO	-405 755 355		-405 755 355	-416 441 009		-416 441 009
	- AUTRES	120 002		120 002			
	- Conduite et Fonctionnement	-41 066 497	9 056 416	-32 010 081	-20 299 087		-20 299 087
	- AC	-436 241		-436 241	-2 741 243		-2 741 243
	- ACE	-13 940 356		-13 940 356	-16 270 904		-16 270 904
	- MO	-1 894 502		-1 894 502	-859 687		-859 687
	- AUTRES	-24 795 398	9 056 416	-15 738 982	-427 253		-427 253
- Amortissement des actifs de concession	-4 801 698		-4 801 698	-48 025 641		-48 025 641	
- Reprise lissée caducité	617 423 854		617 423 854	617 423 854		617 423 854	
- Dotation amortissement biens au bilan	-497 505 636		-497 505 636	-537 635 222		-537 635 222	
- Dotation / reprise de lissage	-124 719 916		-124 719 916	-127 814 273		-127 814 273	
- Quote part des activités support affectées	-715 617 519	-8 383 912	-724 001 431	-730 937 171	-5 215 687	-736 152 858	
- Fonctions supports	-402 191 507		-402 191 507	-406 944 742		-406 944 742	
- Frais de siège	-313 426 012	-8 383 912	-321 809 924	-323 992 429	-5 215 687	-329 208 116	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	31 990 711		31 990 711	32 266 010		32 266 010
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	537 091 011	13 585 275	550 676 286	499 503 439		499 503 439
	- Coûts directs	-372 833 957		-372 833 957	-328 096 569		-328 096 569
	- AC	-214 754 227		-214 754 227	-191 536 143		-191 536 143
	- ACE	-108 435 524		-108 435 524	-138 800 231		-138 800 231
	- MO	-102 874 782		-102 874 782	-79 574 060		-79 574 060
	- AUTRES	53 230 576		53 230 576	81 813 865		81 813 865
	- Quote part des activités support affectées	-183 632 909	-260 623	-183 893 532	-125 939 607	-247 707	-126 187 314
	- Fonctions supports	-173 889 704		-173 889 704	-110 552 358		-110 552 358
	- Frais de siège	-9 743 205	-260 623	-10 003 828	-15 387 249	-247 707	-15 634 956
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	659 951 735		659 951 735	739 730 226		739 730 226
	- Coûts directs	-550 665 228		-550 665 228	-651 076 097		-651 076 097
	- AC	-230 295 998		-230 295 998	-219 618 848		-219 618 848
	- ACE	-224 819 185		-224 819 185	-327 378 377		-327 378 377
	- MO	-85 511 561		-85 511 561	-91 778 395		-91 778 395
- AUTRES	-10 038 484		-10 038 484	-12 300 477		-12 300 477	
- Quote part des activités support affectées	-131 728 507		-131 728 507	-111 057 029		-111 057 029	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	2 959 342 069	13 585 275	2 972 927 344	2 982 457 196		2 982 457 196	
MARGE AVANT IS	323 825 971	13 997 155	337 823 126	286 310 409	-5 463 394	280 847 015	
- IS.	-147 957 863	-6 395 377	-154 353 239	-133 944 430	2 555 936	-131 388 494	
MARGE NETTE CONCESSION	175 868 109	7 601 778	183 469 887	152 365 978	-2 907 457	149 458 521	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	149 487 892	6 461 511	155 949 404	129 511 082	-2 471 339	127 039 743	
En % des produits	5%	48%	5%	4%		4%	
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	10 632 254 229		10 632 254 229	10 206 094 336		10 206 094 336
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	7 325 218 074		7 325 218 074	6 925 217 135		6 925 217 135
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	1 744 742 132		1 744 742 132	1 722 400 336		1 722 400 336
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	323 538 390		323 538 390	366 234 141		366 234 141
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE (*)	241 410 823		241 410 823	240 737 058		240 737 058
	- Autres revente à TSE (*)	997 344 811		997 344 811	951 505 666		951 505 666
	COUTS D'ACHAT	-10 673 777 931		-10 673 777 931	-10 206 094 335		-10 206 094 335
	- Achat d'électricité d'origine thermique (*)	-8 322 562 884		-8 322 562 884	-7 876 722 801		-7 876 722 801
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui (**)	-2 005 080 913		-2 005 080 913	-1 952 043 990		-1 952 043 990
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-16 100 246		-16 100 246	-11 093 403		-11 093 403
	- Achat d'électricité d'origine solaire (**)	-330 033 888		-330 033 888	-366 234 141		-366 234 141
	GESTION ADMINISTRATIVE	-22 750 556	-46 241 666	-68 992 222	-30 548 877	-38 103	-30 586 980
	- Produits de la Redevance solaire						
	- Coûts de Fonctionnement	4 729 706	-46 137 248	-41 407 542	-13 946 195		-13 946 195
	- AC						
- ACE	-3 776 775		-3 776 775	-4 199 497		-4 199 497	
- MO	-1 197 130		-1 197 130	-588 660		-588 660	
- AUTRES	9 703 611	-46 137 248	-36 433 637	-9 158 038		-9 158 038	
- Quote part des activités support affectées	-27 480 262	-104 418	-27 584 680	-16 602 682	-38 103	-16 640 785	
- Fonctions supports	-23 576 677		-23 576 677	-14 235 785		-14 235 785	
- Frais de siège	-3 903 585	-104 418	-4 008 003	-2 366 897	-38 103	-2 405 000	

		Tahiti Nord 2019			Tahiti Nord 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	24 723 305		24 723 305	29 435 546		29 435 546
	- Coûts directs	-23 098 576		-23 098 576	-27 927 795		-27 927 795
	- AC	-4 718 988		-4 718 988	-3 957 266		-3 957 266
	- ACE	-1 837 520		-1 837 520	-2 132 033		-2 132 033
	- MO	-18 276 495		-18 276 495	-19 980 799		-19 980 799
	- AUTRES	1 734 427		1 734 427	-1 857 697		-1 857 697
- Quote part des activités support affectées	-22 528 146	-46 066	-22 574 212	-27 794 703	-81 111	-27 875 814	
- Fonctions supports	-20 806 007		-20 806 007	-22 756 198		-22 756 198	
- Frais de siège	-1 722 139	-46 066	-1 768 205	-5 038 505	-81 111	-5 119 616	
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	880 978 983		880 978 983	894 385 727		894 385 727
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	53 075		53 075	53 772		53 772
	- Forfait FC	16 932,00		16 932	16 633		16 633
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	52 109 380		52 109 380	48 163 468		48 163 468
	- Frais de relance	25 185 906		25 185 906	21 572 534		21 572 534
	- Frais de perception de taxe	26 923 474		26 923 474	26 590 934		26 590 934
	COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-617 278 499	-1 792 011	-619 070 510	-690 765 493	-1 166 453	-691 931 946
	par UO : Nombre d'abonnés	-11 630		-11 664	-12 846		-12 868
	- Affranchissements	-63 403 458		-63 403 458	-51 796 068		-51 796 068
	- Fonctionnement	-251 583 710		-251 583 710	-295 083 560		-295 083 560
	- AC	-8 995 834		-8 995 834	-12 604 676		-12 604 676
	- ACE	-54 676 983		-54 676 983	-49 794 888		-49 794 888
- MO	-195 661 114		-195 661 114	-173 138 301		-173 138 301	
- AUTRES	7 750 221		7 750 221	-59 545 695		-59 545 695	
- Quote part des activités support affectées	-302 291 331	-1 792 011	-304 083 342	-343 885 865	-1 166 453	-345 052 318	
- Fonctions supports	-235 298 398		-235 298 398	-271 427 144		-271 427 144	
- Frais de siège	-66 992 933	-1 792 011	-68 784 944	-72 458 721	-1 166 453	-73 625 174	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	34 215 272		34 215 272	42 088 555		42 088 555
	- Frais de coupure	34 215 272		34 215 272	42 088 555		42 088 555
	- Coûts directs	-9 637 063		-9 637 063	-11 007 816		-11 007 816
	- AC	-353 724		-353 724	-2 169 755		-2 169 755
	- ACE	-95 264		-95 264	-440 805		-440 805
	- MO	-8 891 923		-8 891 923	-8 397 553		-8 397 553
	- AUTRES	-296 152		-296 152	297		297
- Quote part des activités support affectées	-16 142 816	-22 327	-16 165 143	-15 795 018	-35 021	-15 830 039	
- Fonctions supports	-15 308 145		-15 308 145	-13 619 530		-13 619 530	
- Frais de siège	-834 671	-22 327	-856 998	-2 175 488	-35 021	-2 210 509	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS		11 624 281 170		11 624 281 170	11 220 167 632		11 220 167 632
MARGE AVANT IS		239 067 582	-48 102 070	190 965 512	210 233 595	-1 320 688	208 912 907
- IS.		-109 231 290	21 978 100	-87 253 190	-98 353 459	617 857	-97 735 603
MARGE NETTE CONCESSION		129 836 293	-26 123 970	103 712 322	111 880 136	-702 831	111 177 304
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		110 360 849	-22 205 375	88 155 474	95 098 115	-597 407	94 500 709
En % des produits		1%		1%	-1%		-1%
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR							
REVENU AUTORISE Rendement de production							
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh produits							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
REVENU AUTORISE Rendement de distribution		9 265 436		9 265 436			
- Rendement de référence							
- Rendement							
- kWh fournis aux client finaux							
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS		9 265 436		9 265 436			
- IS.		-4 233 429		-4 233 429			
MARGE NETTE CONCESSION		5 032 008		5 032 008			
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		4 277 206		4 277 206			
En % des produits							

	Tahiti Nord 2019			Tahiti Nord 2020		
	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
RESULTAT FINANCIER						
REVENU AUTORISE	-144 052 012		-144 052 012	-167 556 397		-167 556 397
- Intérêts sur emprunts bancaires						
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché	65 381 203		65 381 203	53 149 989		53 149 989
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	81 562 860		81 562 860	114 406 408		114 406 408
MARGE AVANT IS	2 892 051		2 892 051			
- I.S.	-1 321 394		-1 321 394			
MARGE NETTE CONCESSION	1 570 657		1 570 657			
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	1 335 058		1 335 058			
En % des produits						
TOTAL CONCESSION						
TOTAL DES PRODUITS (*)	16 087 256 172	20 969 275	16 108 225 447	15 777 597 131		15 777 597 131
TOTAL DES CHARGES (*)	-14 980 556 285	-90 147 875	-15 070 704 160	-14 648 364 172	56 937 684	-14 591 426 488
MARGE AVANT IS	1 106 699 887	-69 178 600	1 037 521 287	1 129 232 959	56 937 684	1 186 170 643
- I.S.	-505 657 249	31 608 082	-474 049 167	-528 288 392	-26 637 123	-554 925 516
MARGE NETTE CONCESSION	601 042 638	-37 570 518	563 472 120	600 944 566	30 300 561	631 245 127
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	510 886 242	-31 934 940	478 951 302	510 802 882	25 755 477	536 558 358
En % des produits	3,2%	-152%	3,0%	3,2%		3,4%

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

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

4.3.4. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : +64 MF**
 - + 15MF de reprise de provision au titre de la franchise d'assurance concernant l'avarie sur le collecteur d'échappement du groupe 4 de la Punaruu.
 - – 76MF suite à une avarie majeure sur le groupe 6 de la Punaruu (grippage bielles – arbre manivelle).
 - + 122MF de reprise de provision au titre des travaux de démantèlement effectués sur les groupes G1P, G3P et G4P de la centrale Punaruu.
 - – 4MF de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).
 - + 7MF sur les coûts sur reventes énergie.
- **Distribution : -5MF**
 - – 5MF de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).
- **Fourniture : -1MF**
 - – 1MF de provisions pour risques de redressement CPS sur les indemnités forfaitaires non soumis à cotisations (en frais de siège).

4.3.4.2 Commentaires sur la variation entre 2019 et 2020 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : – 310 MF

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

Ce poste diminue de – **424 MF**

Les ventes d'énergie à d'autres concessions diminuent de – **47 MF** :

- – 46MF au titre de la production thermique
- – 1MF au titre de la production hydraulique

Les explications relatives aux autres produits augmentent de + **161 MF** sont :

- **Production : +118 MF**
 - + 112 MF sur les travaux immobilisés
 - + 6 MF sur les travaux vendus

- **Dispatching : – 8 MF**
 - – 10 MF au titre des travaux immobilisés
 - + 2 MF sur les travaux vendus

- **Distribution : + 42 MF**
 - + 79 MF sur les travaux immobilisés
 - – 37 MF sur les travaux vendus

- **Fourniture : + 9 MF**
 - + 5 MF sur les études et raccordement d'installations solaires
 - + 8 MF au titre des travaux vendus
 - – 4 MF sur les produits de relance

Commentaires sur la variation des charges : – 332 MF

- **Production : – 405 MF**
 - – 554 MF au titre des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...).
 - – 38 MF au titre des coûts de production thermique « revendus » à la concession du Sud.
 - – 45 MF au titre de la maintenance des centrales et la conduite et fonctionnement dont :
 - – 31 MF lié à la baisse d'activité sur l'entretien des filières suite au changement d'organisation mis en place à partir de mars 2020 en raison des mesures de confinement.
 - – 58 MF au titre des travaux de démantèlement de la centrale de la Vairaaotoa.
 - + 36 MF de charges calculées.
 - + 8 MF sur la conduite et fonctionnement de la centrale Punaruu au titre des provision des stocks.
 - + 133 MF au titre de la maintenance des moteurs dont :
 - + 98 MF de coûts liés au traitement des effluents suite à la vidange des cuves.
 - + 30 MF sur les travaux complémentaires liés aux révisions des groupes
 - + 5 MF au titre des fonctions supports.
 - +97 MF au titre de la réalisation d'immobilisations.

- **Transport : – 31 MF**

- **Dispatching : – 7 MF**
 - – 9 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés.
 - + 2 MF au titre de la conduite et fonctionnement du dispatching dont :
 - +4 MF au titre des fonctions supports.
 - –2 MF au titre de l'entretien matériel du dispatching.

- **Distribution : + 61 MF**
 - + 83 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 43 MF au titre des charges calculées.
 - + 45 MF au titre de la maintenance des réseaux liée à une hausse des coûts sur les travaux d'élagages avec la mise en place d'une équipe supplémentaire, des coûts d'entretien préventif et correctif des postes source plus important et des activités de contrôle et de mesures réalisées sur le réseau de distribution.
 - + 11 MF au titre des frais de siège.
 - + 5 MF au titre des fonctions supports.

- – 21 MF sur la conduite et fonctionnement au titre de la reprise de provision des stocks suite à la mise en rebut des stocks obsolètes courant 2020.
 - – 102 MF au titre des travaux vendus
 - + 80 MF au titre des travaux immobilisés (extension du poste source d'Atimaono à Paparaa, renouvellement des postes...)
- **Fourniture : + 92 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 73 MF au titre du coût de l'interface clientèle dont
 - + 67 MF sur les provisions pour dépréciation des actifs et pertes sur créances irrécouvrables.
 - + 36 MF au titre des fonctions support.
 - + 5 MF au titre des frais de siège
 - – 22 MF suite à la baisse d'activité sur la relève des compteurs et des petites interventions.
 - – 12 MF de baisse d'affranchissements suite à la nouvelle agence en ligne permettant aux clients d'accéder aux factures numériques.
 - + 10 MF au titre des études et raccordements solaires
 - + 8 MF au titre de la gestion administrative du solaire
 - + 1 MF au titre des travaux vendus
- **Achat des énergies renouvelables : – 22 MF**
 - – 53 MF au titre des achats d'origine hydraulique Marama Nui
 - – 5 MF au titre des achats d'origine hydraulique CHPP
 - + 36 MF au titre des achats d'origine solaire
- **Financier : – 21 MF**

Commentaires sur la variation de la marge : +22 MF

La marge récurrente augmente de 22 MF impactée principalement par :

- Une baisse du revenu autorisé de 424 MF.
- Une baisse des charges de 554 MF sur l'achat de matières consommées.
- Une hausse des coûts de 80 MF au titre des charges calculées.
- Une hausse des coûts de 73 MF au titre du fonctionnement de la Clientèle.
- Une hausse des coûts de 40 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la Distribution.
- Une hausse des coûts de 24 MF au titre de la maintenance et fonctionnement de la Production.
- Un gain de 93 MF sur la marge avant IS des activités annexes.
- Un gain de 17 MF sur les autres produits et la revente d'énergie.

4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu 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.

4.4.1) Revenu autorisé

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de deux éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE) et les « Coûts d'Énergie » (CE).

$$\begin{aligned}
 \text{Revenu Autorisé} &= RE + CE \\
 12.680.741.483 &= 5.743.058.314 + 6.937.683.169
 \end{aligned}$$

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	109 603	109 275	-0,3%	22 187	22 159	-0,1%	2 431 762 823	2 421 397 398	-0,4%
Nb de kWh produits	286 735 054	298 882 156	4,2%	2,707	2,654	-1,9%	776 191 791	793 337 600	2,2%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA	575,7	575,7		157 317		-100,0%	90 567 397	98 604 301	8,9%
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	1 526,312	1 521,495	-0,3%	1 156 413	1 119 221	-3,2%	1 765 047 039	1 702 889 684	-3,5%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	53 075	53 772	1,3%	16 932	16 633	-1,8%	898 665 900	894 385 729	-0,5%
RE - "Forfaits"							5 962 234 950	5 910 614 712	-0,9%
Résultat financier							-146 944 063	-167 556 398	14,0%
Partage des gains de rendement							9 451 453		
RE (Revenu de l'exploitation)							5 824 742 340	5 743 058 314	-1,4%

Les forfaits présentés ci-dessus prennent en compte les charges calculées définitives par processus et concession

L'impact du calcul du résultat financier définitif de la concession à fin 2020 a été lui aussi intégré dans les forfaits sans impact sur le niveau de R.E. de la concession

Les arrondis affichés ici sur les forfaits ne reflètent pas ces traitements

Passage du RE avenant 18b au RE définitif 2020 :

	Tahiti Nord
RE Avenant 18B annexe 1a	5 725 912 059
Ecart arrondi UO*Forfaits	7 132
RE Avenant 18B annexe 1b pris en compte	5 725 919 191
Charges calculées Avenant 18B	-622 800 866
Charges calculées 2020 définitives	639 939 989
PGR	0
RE 2020 définitif	5 743 058 314

Rq : l'impact sur la variation de charges calculées sur les process hydro a été traité en C.E.

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.

		2019			2020		
		Qté	Prix	XPF	Qté	Prix	XPF
Carburant : GO	C	3 150 477	76,83	242 049 672	4 388 703	65,10	285 699 860
Carburant : Fuel	C	63 521 121	60,95	3 871 575 435	61 158 560	53,89	3 296 093 167
Urée	U			32 357 997			13 553 380
Huiles	H	411 073	287,89	118 344 615	378 465	304,22	115 135 730
Energie achetée Hydro	E	138 438 289	12,86	1 779 770 333	138 140 433	12,47	1 722 400 336
Energie achetée Solaire	E	11 891 180	27,75	330 033 888	14 560 603	25,15	366 234 141
Prod ENR EDT							
Transport	T	427 142 163	2,74	1 169 105 990	416 207 248	2,74	1 138 566 555
CE Total				7 543 237 930			6 937 683 169

Prix des combustibles

	Fioul	Gazole Tahiti	Arrêté CM
Acpt 01/2020		76,708	Arrêté 3121 CM du 24 décembre 2019
Acpt 01/2020	53,327		Arrêté 45 CM du 15 janvier 2020
Acpt 02/2020		78,504	Arrêté 107 CM du 30 janvier 2020
Acpt 03/2020	56,756		Arrêté 234 CM du 6 mars 2020
Acpt 03/2020		78,504	Arrêté 204 CM du 26 février 2020
Acpt 04/2020		70,135	Arrêté 331 du 24 mars 2020
Acpt 05/2020		70,135	Arrêté 463 CM du 23 avril 2020
Acpt 05/2020		65,914	Arrêté 478 CM du 29 avril 2020
Acpt 05/2020	50,060		Arrêté 562 CM du 20 mai 2020
Acpt 06/2020		64,129	Arrêté 621 CM 27 mai 2020
Acpt 06/2020	55,180		Arrêté 841 CM 26 juin 2020 modifié par arrêté 1141 CM du 29 juillet 2020
Acpt 07/2020		60,628	Arrêté 839 CM 26 juin 2020
Acpt 08/2020		60,457	Arrêté 1139 CM 29 juillet 2020
Acpt 08/2020	55,180		Arrêté 1314 CM du 26 août 2020
Acpt 09/2020		58,724	Arrêté 1312 CM 26 août 2020
Acpt 10/2020		58,724	Arrêté 1476 CM 23 septembre 2020
Acpt 10/2020	55,180		Arrêté 1648 CM 23 octobre 2020
Acpt 11/2020		52,265	Arrêté 1646 CM 23 octobre 2020
Acpt 12/2020		52,265	Arrêté 2106 CM 26 novembre 2020
Acpt 01/2021		55,180	Arrêté 2467 CM 17 décembre 2020

Prix de la Redevance de transport TEP

	Tarif	Arrêté CM
	1,95	Arrêté 1310 CM du 1/10/2013
Acpt 1/03/2017	2,35	Arrêté 2048 CM 15/12/2016
Acpt 1/09/2017	2,75	Arrêté 2048 CM 15/12/2016

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

Tel que décrit au paragraphe 4.1.12 le chiffre d'affaires de la concession était constitué :

- Jusqu'au 31 décembre 2015 par les facturations émises aux clients sur la concession considérée
- En 2016 par le revenu autorisé prévu aux avenants 17 et 17b
- De 2017 à 2019 par les facturations émises aux clients sur la concession considérée avec une régularisation (de péréquation) correspondant à la différence avec le CA réalisé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT dans la proportion des revenus autorisés issus des avenants 17 et 17b
- En 2020 par le revenu autorisé prévu à l'avenant 18b.

		Tahiti Nord					
		2020	2019	2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	15 198 662 372	15 475 281 072	14 022 263 792	14 089 892 126	14 417 770 195	14 920 683 705
Péréquation	B	n/a	-2 370 400 086	-2 215 095 727	-2 193 696 071	n/a	-2 477 746 396
CA péréqué	C=A+B	n/a	13 104 880 986	11 807 168 065	11 896 196 055	n/a	12 442 937 309
Ecart RA/CA		-2 517 920 889	n/a	n/a	543 563 105	-2 756 372 455	n/a
Revenu autorisé		12 680 741 483	13 367 980 270	12 919 694 065	12 439 759 160	-2 756 372 455	12 442 937 309
Annulation écart RA/CA		n/a	n/a	n/a	-543 563 105	n/a	n/a
Régularisation écart RA/CA antérieur		n/a	n/a	n/a	350 909 308	n/a	n/a
Produits comptabilisés		12 680 741 483	13 104 880 986	11 807 168 065	12 247 105 362	-2 756 372 455	12 442 937 309

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

4.5 - Annexes

4.5.1) Annexe détail des charges d'énergie

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2020	Réalisé 2019
Nombre de kWh vendus Tahiti Nord	416 207 248	427 142 163
<u>Rendement (kWh)</u> Energie élec vendue / Energie élec Produit	91,9%	92,5%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 073 412	1 112 919
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	3 031 907	3 093 021
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh	1 369 722	1 569 917
Achat Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	8 938 735	5 967 040
Achat electra 40F/kWh	146 826	148 282
Total Production Photovoltaïque	14 560 603	11 891 180
Achat hydro Marama Nui Vaite	8 817 191	9 765 178
Achat hydro Marama Nui Vaihiria	14 668 096	15 104 509
Achat hydro Marama Nui Faatautia	24 496 564	28 016 945
Achat hydro Marama Nui Titaaviri	15 864 337	15 102 411
Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	51 985 589	49 785 667
Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	21 501 606	19 488 022
Achat production hydro CHPP et SPEA	807 051	1 175 558
Total Production Hydro	138 140 433	138 438 289
Energie achetée & ENR produite en kWh	152 701 036	150 329 468
% répartition production Punaruu	98,0%	97,9%
% répartition production Vairaatoa	2,0%	2,1%
Production brute thermique Punaruu	294 064 524	305 080 757
Production brute thermique Vairaatoa	5 951 965	6 401 312
Total production thermique (sortie alternateur)	300 016 489	311 482 069
Total Achat energie (EDT et autres) en kWh	452 717 525	461 811 538
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique Punaruu (en réalisé global punaruu)	0,218	0,213
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa TAC	0,415	0,420
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa - Groupe	0,276	0,271
Fioul Centrale thermique Punaruu	0,218	0,213
<u>Stock Matières Premières GO volume</u>		
Stock Initial	459 830	402 944
achat Matière premiere	6 805 335	3 209 034
stock Final	2 876 462	461 501
consommation Matière 1iere	4 388 703	3 150 477
<u>Stock Matières Premières Fioul volume</u>		
Stock Initial	2 793 989	3 127 924
achat Matière premiere	59 665 449	63 197 339
stock Final	1 300 878	2 804 142
consommation Matière 1iere	61 158 560	63 521 121
<u>Stock Matières Premières volume</u>		
Stock Initial	3 253 819	3 530 868
achat Matière premiere	66 470 784	66 406 374
stock Final	4 177 340	3 265 643
consommation Matière 1iere en litre	65 547 263	66 671 598
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,2185	0,2140

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2020	Réalisé 2019
<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	65,099 F	76,830 F
Prix du fioul	53,894 F	60,949 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaite	12,21 F	12,74 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaihiria	9,81 F	10,22 F
Prix Achat hydro Marama Nui Faatautia	9,89 F	10,26 F
Prix Achat hydro Marama Nui Titaaviri	13,33 F	13,89 F
Prix Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	13,65 F	14,21 F
Prix Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	13,84 F	14,47 F
Achat production hydro CHPP & SPEA	12,06 F	12,06 F
Production Photovoltaïque à 45 F/kWh	45,00 F	45,00 F
Production Photovoltaïque à 40 F/kWh	40,00 F	40,00 F
Production Photovoltaïque à 35 F/kWh	35,00 F	35,00 F
Production Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	15,98 F	15,98 F
Production Photovoltaïque à 23,64 F/kWh	23,64 F	23,64 F
<u>Coût de l'énergie achetée ou consommée</u>		
<u>Stock Matières Premières GO XPF</u>		
Stock Initial	34 208 306	33 776 743
achat Matière première	396 817 437	242 605 545
stock Final	145 325 884	34 332 615
Consommation GO XPF	285 699 860	242 049 672
<u>Stock Matières Premières Fioul XPF</u>		
Stock Initial	146 259 725	220 077 574
achat Matière première	3 221 615 910	3 798 289 078
stock Final	71 782 469	146 791 216
Consommation Fioul XPF	3 296 093 167	3 871 575 435
Huile	115 135 730	118 344 615
Urée	13 553 380	32 357 997
(CUHPF) Combustible, urée, huiles....	3 710 482 137	4 264 327 719
Hydro Marama Nui Vaite	107 682 298	124 423 787
Hydro Marama Nui Vaihiria	143 823 489	154 393 749
Hydro Marama Nui Faatautia	242 150 946	287 470 611
Hydro Marama Nui Titaaviri	211 498 275	209 730 334
Hydro Marama Nui Haute Papenoo	709 836 317	707 626 539
Hydro Marama Nui moyenne Papenoo	297 675 979	281 948 088
Hydro CHPP & SPEA	9 733 033	14 177 225
Hydroélectricité	1 722 400 336	1 779 770 333
Photovoltaïque	366 234 141	330 033 888
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 088 634 477	2 109 804 221
transport TEP	2,74	2,74
(T) Cout total transport en XPF	1 138 566 555	1 169 105 990
(CE) TOTAL achat de matières premières	6 937 683 169	7 543 237 930

		Tahiti 2020			Tahiti Nord 2020			Secosud 2020		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	793 322 661		793 322 661	793 322 661		793 322 661			
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale 2019	339 422 998		339 422 998	298 882 156		298 882 156			
	- Forfait FP2 2020	2,654		2,654	2,654		2,654			
	Facturation P2 autres distributeurs	111 167 594		111 167 594						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-990 646 115	-458 232	-991 104 347	-869 164 435	-402 040	-869 566 475	-121 481 680	-56 192	-121 537 872
	par UO : kWh produits sortie de centrale	2,919		2,920	2,908		2,909			
	- Maintenance	-758 514 913		-758 514 913	-665 499 189		-665 499 189	-93 015 724		-93 015 724
	- AC	-554 891 920		-554 891 920	-486 846 226		-486 846 226	-68 045 694		-68 045 694
	- ACE	-124 573 507		-124 573 507	-109 297 215		-109 297 215	-15 276 292		-15 276 292
	- MO	-118 334 181		-118 334 181	-103 823 010		-103 823 010	-14 511 171		-14 511 171
	- AUTRES (provision rév groupes...)	39 284 695		39 284 695	34 467 263		34 467 263	4 817 432		4 817 432
	- Traitement des effluents	-144 563 130		-144 563 130	-126 835 536		-126 835 536	-17 727 594		-17 727 594
	- Quote part des activités support affectées	-87 568 072	-458 232	-88 026 304	-76 829 710	-402 040	-77 231 750	-10 738 362	-56 192	-10 794 554
- Fonctions supports	-59 103 230		-59 103 230	-51 855 476		-51 855 476	-7 247 754		-7 247 754	
- Frais de siège	-28 464 842	-458 232	-28 923 074	-24 974 234	-402 040	-25 376 274	-3 490 608	-56 192	-3 546 800	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	3 710 482 137		3 710 482 137	3 710 482 137		3 710 482 137			
	Facturation autres distributeurs	518 607 971		518 607 971						
	Par kWh produits sortie de centrale	-10,93		-10,93	-12,41		-12,41			
	- Consommations	-4 229 090 113		-4 229 090 113	-3 710 482 142		-3 710 482 142	-518 607 971		-518 607 971
	- Fioul	-3 756 782 679		-3 756 782 679	-3 296 093 171		-3 296 093 171	-460 689 508		-460 689 508
	- Gasoil	-325 631 659		-325 631 659	-285 699 861		-285 699 861	-39 931 798		-39 931 798
	- Huile	-131 228 061		-131 228 061	-115 135 730		-115 135 730	-16 092 331		-16 092 331
- Urée	-15 447 714		-15 447 714	-13 553 380		-13 553 380	-1 894 334		-1 894 334	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	6 370 396		6 370 396	6 370 396		6 370 396			
	- Coûts directs	-865 974		-865 974	-865 974		-865 974			
	- Quote part des activités support affectées	-69 770	-218	-69 988	-69 770	-218	-69 988			
	- Fonctions supports	-56 239		-56 239	-56 239		-56 239			
	- Frais de siège	-13 531	-218	-13 749	-13 531	-218	-13 749			
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES				951 505 666		951 505 666			
	- Coûts sur revente energie				-872 340 095	7 384 387	-864 955 708			
	MARGE AVANT IS				79 165 571	7 384 387	86 549 958			
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	463 925 237		463 925 237	463 925 237		463 925 237			
	- Coûts directs	-450 768 788		-450 768 788	-450 768 788		-450 768 788			
- AC	-344 348 769		-344 348 769	-344 348 769		-344 348 769				
- ACE	-75 401 801		-75 401 801	-75 401 801		-75 401 801				
- MO	-31 029 215		-31 029 215	-31 029 215		-31 029 215				
- Quote part des activités support affectées	-19 514 437		-19 514 437	-19 514 437		-19 514 437				
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE										
	TOTAL DES PRODUITS	8 347 018 434		8 347 018 434	8 347 018 434		8 347 018 434			
	MARGE AVANT IS	643 817 898	64 007 609	707 825 506	643 817 898	64 007 609	707 825 506			
	- I.S.	-301 196 949	-29 944 642	-331 141 591	-301 196 949	-29 944 642	-331 141 591			
	MARGE NETTE	342 620 949	34 062 967	376 683 915	342 620 949	34 062 967	376 683 915			

5 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

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

5.1 - Variation du patrimoine immobilier

Principe comptable

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

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

Production

	2019	Acquisition	Cession	Total 2020
Production Tahiti Nord	20 040 123 836	515 035 501 (1)	-375 678 264 (2)	20 179 481 073

(1) Dont 423 MF Groupes et 11,9 MF Bâtiments et 79 MF Filières.

(2) Les cessions de production sont relatives aux renouvellements des groupes pour 347,9 MF et du bâtiment/filières pour 27,7 MF.

Détail des acquisitions de production :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Améliorant	Renouvellement	Total
TVX EXTRACT°AIR CHAUD	R18027	Bâtiment	6 064 052	2 021 351	8 085 403
CREAT°LOCAL TRANSFO TSC1	G20012	Bâtiment	3 881 154		3 881 154
TVX AMELIORANTS G3P R2400	R19009	Groupe	215 314 743		215 314 743
TVX AMELIORANTS G3P R2400	R19026	Groupe	36 169 968		36 169 968
PANOPLIE PIECES PC4	G20014	Groupe	172 045 046		172 045 046
REFECT TOUR RUISSELLEMENT	R17016	Filières	4 647 578	4 647 579	9 295 157
AUTOMATE ECHANGE DONNEES	R16012	Filières	3 458 923		3 458 923
RNV SYSTEME AVR PC4.2	GP2503	Filières	-	16 812 413	16 812 413
RNV CELLULE TRANSFO TSC1	GP2522	Filières	-	3 047 278	3 047 278
RNV FILTRE AUTO G5P HL	GP2527	Filières	-	7 168 500	7 168 500
RNV FILTRE AUTO G6P HL	GP2528	Filières	-	7 168 499	7 168 499
MISE NIVEAU MESURE REJETS	R16005	Filières	14 433 245		14 433 245
PURE VENT G5P DISPO FILTR	R17002	Filières	2 604 562		2 604 562
PURE VENT G6P DISPO FILTR	R17002	Filières	2 604 562		2 604 562
PURE VENT G1P DISPO FILTR	R17002	Filières	1 658 395		1 658 395
PURE VENT G2P DISPO FILTR	R17002	Filières	1 658 396		1 658 396
PURE VENT G4P DISPO FILTR	R17002	Filières	1 658 396		1 658 396
POSE SKID EMULSEUR	R18010	Filières	4 361 587		4 361 587
COMPRESSEUR AIR 30B G5P	R18017	Filières	3 609 274		3 609 274
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)			474 169 881	40 865 620	515 035 501
TOTAL ACQUISITIONS PRODUCTION TAHITI NORD			474 169 881	40 865 620	515 035 501

Distribution

	2019	Acquisition	Cession	2020
Distribution Tahiti Nord	22 562 220 481	827 369 168 (3)	-278 161 881 (4)	23 111 427 768

(3) dont 357 MF Réseaux, 310 MF Poste source, 126 MF Comptages, 29 MF Postes/Transfos, 4MF organes de coupure et 1MF Dispatching.

(4) Les cessions de distribution sont relatives aux renouvellements des réseaux pour 131 MF, des comptages pour 107 MF et des postes/transfos pour 40 MF.

composants	Acquisitions (concessionnaire)			Acquisitions (tiers)			Cessions et transferts (concessionnaire & tiers)			Variation		
	Qté	Coût en MF		Qté	Coût en MF		Qté	Coût en MF		Qté	Coût en MF	
postes cabines			5			6			4			7
enveloppes	1	0		1	2		0	0		2	2	
transformateur	5	5		1	2		5	4		1	3	
autres					2						2	
postes aériens			18			0			11			7
transformateur	11	10		0	0		10	7		1	3	
armement poste		9						4			4	
poste source	91	310	310			0		25	25		285	285
organes de coupure aérien			4			0			0			4
IAT	2	4								0	4	
IAM	1	0									0	
télécommandes			0			0			0		0	0
réseau aérien			133			14			74			74
poteaux BT	415	51		29	5			24		444	33	
poteaux HT	460	17						12			5	
câbles aériens BT	21 309	20		3 790	8		4 014	6		21085	22	
câbles aériens HT	705	1					672	1		33	0	
armements autres		44			1			31			14	
réseau souterrain	1 457	113	113	860	96	96	53	58	58	2 264	152	152
comptages			126			0			107			19
monophasés	2 167	106					1 574	95		593	11	
triphasés		11					76	6			4	
ZMD		6					14	1			4	
solaires monophasés	91	3					116	2		-25	1	
solaires triphasés	11	1					29	1		-18	0	
solaires ZMD							16	1			-1	
autres distribution			0			0			0		0	0
dispatching		1	1			0			0		1	1
Total			711			116			278			549

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

Production, inventaire des biens gérés

NATURE	Puissance en MW	date de mise en service	heure de marche 12/2020	Valeur Brute d'origine - en MF	Amortissement économique	Valeur nette économique
Terrain				772	0	772
Bâtiment renouvelable				1 309	1 178	131
Bâtiment non-renouvelable				1 172	525	648
G1P	12,6	01/01/1986	155 237	1 027	1 011	16
G2P	13,7	01/01/1988	154 186	1 027	1 009	18
G3P	13,1	01/01/1989	154 131	1 198	955	243
G4P	13,7	01/01/1994	124 428	1 392	1 376	16
G5P	17,1	01/05/2003	86 013	1 182	948	234
G6P	17,1	01/05/2003	85 661	1 195	950	245
G7P	17,1	22/12/2008	53 298	1 187	852	335
G8P	17,1	22/12/2008	57 145	1 203	838	364
GS				191	98	93
Pièces sécurité et reconditionnées				453	274	179
Filières				4 110	2 276	1 835
Cellules Production				57	56	1
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)				17 476	12 345	5 131
Terrain				0	0	0
Bâtiment				404	403	1
G2V	HS	01/01/1995		199	199	0
G3V	7,4	01/01/1995		193	193	0
TAC	9,6	17/10/2007		816	614	202
GS				12	12	0
Pièces sécurité et reconditionnées				50	50	0
Filières				794	793	1
Cellules Production				13	13	0
TOTAL CENTRALE VAIRAATO A				2 482	2 278	401
TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD				222	24	198
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION				20 179	14 647	5 730

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

Distribution : inventaire des biens gérés

	VO au 31/12/2020		Amortissement économique	Valeur nette économique
composants	Qté	Coût en MF		
postes cabines			1 176	880
enveloppes	540	666	451	214
transformateur	490	478	245	233
autres		913	479	433
postes aériens			290	118
transformateur	456	373	272	100
armement poste		35	17	18
poste source		2 200	1 107	1 093
organes de coupure aérien			68	31
IAT	27	55	31	24
IAM	65	44	36	7
télécommandes		18	10	7
réseau aérien			5 248	3 241
poteaux BT	18 845	1 985	1 030	955
poteaux HT	5 175	1 553	803	750
câbles aériens BT	986 336	1 366	1 003	363
câbles aériens HT	182 705	303	245	58
armements autres		3 282	2 168	1 114
réseau souterrain		5 857	2 114	3 743
comptages			2 178	1 629
monophasés	53 159	3 354	1 976	1 378
triphasés	3 370	280	151	129
ZMD	1 014	119	37	82
solaires monophasés	1 367	33	8	25
solaires triphasés	219	20	5	14
solaires ZMD	5	0	0	0
autres distribution		67	64	3
dispatching		109	44	66
Total		23 111	12 298	10 813
		dont tiers :	2 208	1 707

Sauf exception, ces biens font l'objet d'un amortissement technique sur leur durée de vie.

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Production :

Cf 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

Distribution :

1. Extensions réalisées dans le cadre l'article 14.

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	918350	14A1 LC 827/MAE ARUE QT SIOU - PK 6,200 C/MONT	565 147	565 147	0
00	918550	14A1 LC 827/MAE PIRAE QT WIKING PK 2,8 C/MT DOMAINE BOUBEE MOEMOE A NAHOATA	1 563 640	1 378 307	185 333
00	007820	14A1 LC 255/MAE PUNAAUIA QT BRUNO DREUILH VALLE DE MATATIA	991 086	991 086	0
00	905390	14A1 LC 664/MAE PAPENOO QT PAHIO MAEVA VALLEE FAARIPO - PK 15 C/MONT	717 823	465 687	252 136
00	938090	14A1 LC 1410/MAE PAPARA QT PARAU - PK 37,500 C/MER	531 118	531 118	0
00	007140	14A1 LC 246/MAE FAA'A PAMATAI QT VAIHAAMANA - ERIC DUPIEUX	295 916	295 916	0
00	824730	14A1 LC 468/MAE PAPARA QT TERA LOUISETTE - PK 39,200 C/MONT	693 719	693 719	0
00	008970	14A1 LC 255/MAE ARUE QT MONNIER LOT ERIMA IMPASSE FEI	290 982	290 982	0
00	708910	14A1 LC 2430/MCE PIRAE QT TEAI JOHN SERVITUDE BUCHIN VALLEE DE LA FAUTAUUA	1 168 819	1 168 819	0
00		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14a - travaux à l'initiative de l'autorité concédante	6 818 250	6 380 781	437 469

2. Extensions réalisées dans le cadre l'article 2

3.

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	62650A	ART2 LC 000986/MAE/SDE GARE ROUTIERE PAPARA	2 726 660	2 153 960	572 700
00	73832A	ART2 LC 000203/MCE/SDE VOIRIE ERIMA ARUE	1 140 141	1 140 141	-
		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 2 - Déplacement d'ouvrages	3 866 801	3 294 101	572 700

4. Extensions réalisées dans le cadre l'article 13 : obligation de raccordement des clients et de qualité de fourniture

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	D70058	RENV RSX TRANSFO DP H61 F0334 RTE VALLEE NUUTANIA FAA'A	857 623	0	857 623
00	D80042	RENV RSX TRANSFO DP H61 F0342 FAAA	883 622	0	883 622
00	D80097	RENV RSX TRANSFO DP H61 U1004 VALLEE MATATIA PUNAAUIA	1 113 043	0	1 113 043
00	D80103	RENV RSX TRANSFO DP H61 U1801 PUNAAUIA	964 426	0	964 426
00	D90006	RENV RSX BT TAUNOA BOULEVARD POMARE PAPEETE	258 701	0	258 701
00	D90020	RENV RSX TRANSFO DP H61 E2106 OROFERO PAEA	1 150 941	0	1 150 941
00	D90032	RENV RSX TRANSFO DP H59 U1605 TEMARUATA PUNAAUIA	956 357	0	956 357
00	D90043	RENV RSX BT QT BIMBO PAMATAI FAAA	296 223	0	296 223
00	D90044	RENV RSX BT DP IV127 PATER PIRAE	210 665	0	210 665
00	D90052	RENV RSX BT PK 37 PAPARA	250 984	0	250 984
00	D90053	RENV RSX TRANSFO DP H59 P2901 FARIIPITI PAPEETE	1 365 545	0	1 365 545
00	D90057	RENV RSX TRANSFO DP H61 R3804 PAPARA	802 598	0	802 598
00	D90058	RENV RSX TRANSFO DP H61 I0202 RT HYPPODROME PIRAE	1 163 251	0	1 163 251
00	D90060	RENV RSX BT ARUE	415 673	0	415 673
00	D90065	RENV RSX BT LES HAUTS DU TIRA PAPEETE	175 878	0	175 878
00	D90067	RENV RSX TRANSFO DP H59 M1140 MAHINARAMA MAHINA	1 475 858	0	1 475 858
00	D90071	RENV RSX BT LOT NETI MAHINA	305 937	0	305 937
00	D90073	RENV RSX BT DP I0105 PIRAE	258 498	0	258 498
00	D90075	RENV RSX BT DP F0410 EX MAIRIE FAAA	245 166	0	245 166
00	M20001	RENV RSX BT DP F0440 ST HILAIRE QT MAI FAA'A	296 270	0	296 270
00	M20002	RENV TUR4 - TIPI4 DP F0358 HINARAUREA PAMATAI FAA'A	354 140	0	354 140
00	M20003	RENV RSX HT/BT + RENV TUR8 - TIPI8 DP F0632 LOT TEROMA FAA'A	1 770 577	0	1 770 577
00	M20005	RENV RSX TRANSFO + BT DP H61 A0301 FACE MAGASIN LEAA ARUE	935 136	0	935 136
00	M20008	RENV FLUOKIT RM6 DP P5001 IMM BALDWIN TIPAERUI PAPEETE	1 765 405	0	1 765 405
00	904880	RENV RSX BT IMMEUBLE BOUZIER PAPEETE	986 867	0	986 867
00	904740	RENV RSX SOUTERRAIN IMMEUBLE QUESNOT PAPEETE	779 077	0	779 077
00	911920	RENV RSX HT DP U1029 - DP U1014 LOT TAAPUNA PUNAAUIA	14 941 661	0	14 941 661
00	924440	RENV RSX HT SOUT BRASSERIE ZI PUNARUU	6 050 067	0	6 050 067
00	525090	RENV RSX HTA SOUT DP U1323 - U1329 PUNAVAI PUNAAUIA	53 237 530	0	53 237 530
00	920690	RENF RSX BT RTE DE TIPAERUI FACE JAMES IMPORT PAPEETE	494 900	1 121	493 779
00	D90002	RENF RSX BTA HANGAR PIXIS ZI PUNARUU	1 070 777	1 050 950	19 827
00	D90023	RENV RSX HTS PONT OUTUMAORO PUNAAUIA	1 406 397	0	1 406 397
00	D90031	EXT RSX BT DP N0007 PAPEETE	190 088	190 088	0
00	D90034	RENV RSX BT DP P3002 FARIIPITI PAPEETE	394 414	0	394 414
00	D90059	RENF RSX BT FAA'A	416 809	14 778	402 031
00	D90070	RENV RSX BT PAPARA	1 308 454	0	1 308 454
00	D90072	RENV RSX SOUT MANUHOE PAPEETE	475 388	0	475 388
00	M20015	RENV RSX HT/BT IAT 425 DP F0373 FAAA	2 225 136	0	2 225 136
00	M90059	RENV RSX HT/BT + TUR4/TIPI DP F0404 AU DP F0474 FAAA	6 476 070	0	6 476 070
00	M90061	RENV RSX HT MAHINA	482 494	0	482 494
00	M90062	RENV RSX HT/BT IAT 604 DP U1708 PUNAAUIA	3 744 182	0	3 744 182
00	M90067	RENV RSX HT/BT DP E2308 IAT 617 PAEA	1 253 342	0	1 253 342
00	M90070	RENV RSX HT/BT IAT008 DP M1107 MAHINA	2 643 380	0	2 643 380
00	M90071	RENV RSX HT/BT + TRANSFO DP O1707 PAPENOO	2 303 293	0	2 303 293
00	M90074	RENV RSX HT/BT DP E2209 à 2308 PAEA	2 974 599	0	2 974 599
00	M90081	RENV RSX BT DP IA507 AU DP U1708 PUNAAUIA	2 099 389	0	2 099 389
00	M90104	RENV RSX HT/BT IAT 618 DP E2601 FEEDER PK41 PAEA	2 555 709	0	2 555 709
00	M90107	RENV RSX HT/BT NAHOATA FEI PI ARUE	2 473 416	0	2 473 416
00	M90112	RENV RSX BT DP F0607 HEIRI RT TEROMA FAAA	854 886	0	854 886
00	M90113	RENV RSX HT/BT DP I0248 AU DP I0259 QTR TEHOA ET JT PIRAE	2 397 543	0	2 397 543
00	M90117	RENV RSX BT DP E2105 ANTENNE STADE MANU URA PAEA	1 863 513	0	1 863 513
00	904760	RENF RSX BT CITE VAITAVATAVA PAPEETE	3 642 753	1 849 235	1 793 518
00	904770	RENF RSX BTS COLLECTIF AFARERII PIRAE	599 736	196 452	403 284
00	904730	RENF RSX BTA DP F04107 LOT OREMU PUURAI FAA'A	3 333 643	2 291 419	1 042 224
00	938540	RENV RSX PAEA VALLEE OROFERO PK 22 C/MONT APRES SERVITUDE MASSIN	861 345	0	861 345
00	002380	EXT RSX BT LS PROXI TAHARUU PK 39 C/MER PAPARA	589 703	589 703	0
00	904820	RENV RSX RESIDENCE BALCON DU LOTUS PUNAAUIA	2 716 876	0	2 716 876
00	918700	RENF RSX CITE SMITH PK 4,9 C/MER ARUE	3 075 055	2 216 287	858 768
00	008640	RENV RSX BT FACE ECOLE RUATAMA RTE RFO PAMATAI VONGUE ROTUI A FAA'A	330 854	0	330 854
00	825160	RENF RSX BT QT MAI RICHMOND RTE PUURAI BAS FAA'A	2 820 340	381 627	2 438 713
00	D20001	RENF RSX DP H61 R3806 PAPARA PK 38 C/MT DERRIERE LE LYCEE	1 692 496	132 588	1 559 908
00	D70026	RENV RSX BT PIRAE	61 309	0	61 309

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	D70037	RENV RSX BT PAPEETE	136 324	0	136 324
00	D70042	RENV RSX BT DP IV 128 PATER PIRAE	480 055	0	480 055
00	D80026	RENV RSX BT PK 25 PAEA	381 764	0	381 764
00	D80069	RENF TRANSFO DP E2601 PAEA	904 485	339 182	565 303
00	D80090	RENV RSX BTA DP H61 F0314 LOT SOCREDO QT DOUCET PAMATAI FAAA	1 000 066	0	1 000 066
00	D90001	RENV RSX BT PK 18 QT TEREIA PUNAAUIA	110 378	0	110 378
00	D90010	RENV RSX BT QT SARCIAUX PK 19,100 C/MER PAEA	270 518	0	270 518
00	D90016	RENV RSX BT MAHINA	35 160	0	35 160
00	D90028	RENV TRANSFO DP H61 U1603 TEMARUATA PUNAAUIA	983 397	491 698	491 699
00	D90029	RENF RSX BT BELVEDERE PIRAE	268 213	249 822	18 391
00	D90046	RENV RSX BTS PUNAAUIA	130 641	0	130 641
00	D90048	RENV RSX BT DP S0112	120 186	0	120 186
00	D90050	RENV RSX BT SERVITUDE TERAVAL SNACK CARO PUNAAUIA	254 598	0	254 598
00	D90064	RENV RSX BTS	206 315	0	206 315
00	D90068	RENV RSX BT PUNAAUIA	201 152	0	201 152
00	M20004	RENV RSX BT DP F0410 ANTENNE EX-MAIRIE FAAA	424 409	0	424 409
00	M20006	RENV RSX HT/BT DP P3202 ANT TITIORO PAPEETE	2 506 186	0	2 506 186
00	M60275	RENV RSX FEIPI ARUE	7 527 600	233 473	7 294 127
00	M70089	RENV RSX BT RTE LOT HAUT DU TIRA MISSION PAPEETE	2 480 511	0	2 480 511
00	M70091	RENV RSX BT DP N0024 FEEDER VILLE3 PAPEETE	1 370 111	0	1 370 111
00	M80125	RENV CELLULES HTA FLUOKIT PAR RM6 + RSX BT DP N0019 IMPRIMERIE OFFICIELLE PAOFAI PPT	4 742 593	0	4 742 593
00	M90023	RENV RSX BT DP F0423 FAAA	130 158	0	130 158
00	M90033	RENV RSX ARUE	189 956	0	189 956
00	M90043	RENV RSX PK 38 PAPARA	351 269	0	351 269
00	M90053	RENV RSX HT/BT PAPEETE	1 377 133	0	1 377 133
00	M90056	RENV RSX HT/BT DP U1508 à IAM 507 PUNAAUIA	5 909 372	0	5 909 372
00	M90058	RENV RSX DP M1122 MAHINARAMA	160 115	0	160 115
00	M90080	RENV TUR8 DP P7478 PIC ROUGE PAPEETE	1 003 693	0	1 003 693
00	M90090	RENV RSX BT DP S0116 PAPEETE	1 173 892	0	1 173 892
00	M90091	RENV RSX DP P0105 PAPEETE	35 030	0	35 030
00	M90097	RENV RSX HT/BT DP E2308 A E2604 PAEA	1 627 380	0	1 627 380
00	M90102	RENV RSX HT/BT DP U1122 PUNAAUIA	1 481 797	0	1 481 797
00	M90109	RENV RSX HT DP U1419 ZI PUNARUU	980 195	0	980 195
00	M90115	RENV RSX PAPARA	177 258	0	177 258
00	900720	EXTENSION POSTE SOURCE ATIMAONO PAPARA	156 593 675	156 593 675	0
00	G20007	RENV POSTE SOURCE PUNARUU TR214P-TR215	39 966 969	0	39 966 969
00	R16014	F&MES LOGICIELS OSCILLO-PERTURBOGRAPHE SICAM PQS	1 127 031	1 127 031	0
00	R17008	EXT MAT DISPATCHING SECOURS INFORMATIQUE PUURAI	1 264 339	1 264 339	0
00	R17010	TRANSFERT OUVRAGES DIST TEP TIPAERUI TVX CPT - RESERVES	36 710 230	36 710 230	0
00	R17015	TRANSFERT OUVRAGE DIST TEP ARUE TR211A - TR212A	23 284 953	23 284 953	0
00	R18005	EXT 3EME TRANSFO TR 216 POSTE SOURCE PUNARUU 14,4V	52 397 766	52 397 766	0
00	D20011	RENV RSX BT RTE CIMETIERE PK 18,5 C/MONT PAPENOO	541 935	0	541 935
00	D70032	RENV RSX BT TERMITE 357BCG7 PUNAAUIA	193 970	0	193 970
00	D80011	RENV RSX BT EX MAIRIE DE FAAA	281 404	0	281 404
00	D80043	RENV RSX BTS DP F0349 PAPEETE	449 157	0	449 157
00	D90005	RENV RSX BTA TAHITI GLACE FAAA	612 829	0	612 829
00	D90012	RENV RSX SOUT 4X50 PAR 3X95 LOT LES VINIS PIRAE	346 070	0	346 070
00	D90021	RENV RSX BT FRAGILISE PUNAAUIA	198 313	0	198 313
00	D90027	RENV RSX BT DP U1122 FACE PARKING MAGASIN WEEK-END PUNAAUIA	319 863	0	319 863
00	D90035	EXT RSX BT DP M0912 MAHINA	103 825	103 825	0
00	D90039	EXT RSX BTS PAEA	145 503	145 503	0
00	D90054	RENV RSX BT ARUE	179 459	0	179 459
00	D90066	RENV RSX BTS ERIMA ARUE	116 536	0	116 536
00	D90074	RENV RSX BT REF 706BC34 PIRAE	208 726	0	208 726
00	D90077	RENV RSX BT PK13 PUNAAUIA	358 434	0	358 434
00	D90078	RENV RSX HT ZONE TEARAPAE ARUE	280 858	0	280 858
00	M20007	RENV RSX HT IAM103 MONTEE ERIMA ARUE	2 376 692	0	2 376 692
00	M20011	RENV RSX BT DP V0010 AU DP V0011 APAHERE PAPEETE	1 374 920	0	1 374 920
00	M20014	RENV RSX BT DP F3019 PAMATAI FAAA	469 040	0	469 040
00	M20021	RENV RSX HT DP PU007 FARE UTE PAPEETE	725 185	0	725 185
00	M90066	RENV RSX HT/BT DP E2115 à E2209 PAEA	2 742 239	0	2 742 239
00	M90072	RENV RSX BT DP P6502 PIC ROUGE PAPEETE	640 677	0	640 677
00	M90079	RENV HT/BT IAT 816 DP R3812 AU DP R3921 PAPARA	5 554 304	0	5 554 304
00	M90087	RENV RSX HT/BT DP P3202 PAPEETE	2 016 491	0	2 016 491
00	M90094	RENV RSX HT/BT IAT 013 DP M1121 MAHINA	2 313 022	0	2 313 022
00	M90099	RENV RSX HT/BT IAT 328 DP 2001 RESIDENCE FAIERE PAPEETE	1 107 042	0	1 107 042
00	M90103	RENV RSX BT DP F0707 FAAA	1 311 505	0	1 311 505
00	M90106	RENV RSX HT/BT PIC ROUGE PAPEETE	804 060	0	804 060
00	M90108	RENV RSX HT/BT IAM AG6-35 SARAH NUI PAPEETE	1 896 957	14 590	1 882 367
00	M90111	RENV RSX BT DP P4302 FEEDER TAUNOA PAPEETE	1 058 430	9 172	1 049 258
00	M90116	RENV RSX HT/BT IA704 DP O1901 PAPENOO	1 185 572	0	1 185 572
00	M90118	RENV RSX BT PRES HOTEL BEACHCOMBER PUNAAUIA	1 049 589	0	1 049 589
00	M90120	RENV RSX BT DP O1708 PAPENOO	304 062	0	304 062
00	91912	CP RESEAUX TAHITI NORD 2020	12 300 477	12 300 477	0
00	CP 2020	RENV/NVEAU COMPTEUR TAHITI NORD	152 428 134	23 534 738	128 893 396
		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	700 568 161	317 714 722	382 853 439
		TOTAL FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE DISTRIBUTION TAHITI NORD	711 253 212	327 389 604	383 863 608

5.4 - Dépenses de renouvellement

5.4.1 Réalisé de l'exercice

Production :

Cf 5.1 - Variation du patrimoine immobilier

Distribution :

	Réalisé		
	coût unitaire renouvellement	quantité	Montant renouvellement
POTEAUX BT	123 372	415	51 199 288
POTEAUX HT	360 960	46	16 604 179
CABLES BT	950	21 309	20 238 107
CABLES HT	1 272	705	896 761
COFFRET TELECOM (ITI)	0	0	0
COMPTEURS	51 488	2 451	126 197 703
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	0	0	0
IMMOS DISPATCHING	632 170	2	1 264 339
IAT	1 119 224	2	2 238 447
IAM	1 375 997	1	1 375 997
POSTE SOURCE	3 418 750	91	310 080 624
RESEAU SOUTERRAIN	7 759	14 573	113 070 496
TELECOM (POSTE DP)	800 000	1	800 000
TRANSFO	944 168	16	15 106 695
ARMEMENT RESEAUX AERIENS	22 191	2 000	44 382 338
ARMEMENTS POSTES	0	0	0
AUTRES COMPOSANTS (DP)	97 356	80	7 798 238
TOTAL RENOUVELLEMENT			711 253 212

Les dépenses de renouvellement immobilisées dans l'exercice sur les réseaux s'élèvent à 711 MF à comparer à une prévision de 872,8 MF.

Les principaux écarts portent sur :

- les poteaux BT pour 46,7M xpf
- le réseau souterrain pour 90M xpf
- les postes source prévus pour -78M xpf

5.4.2 Suivi des renouvellements réalisés

En 2015, à la mise en place de l'approche par composants, les coûts unitaires de renouvellement avaient été estimés, depuis le 1^{er} janvier 2016 les chantiers de renouvellement sont individualisés permettant l'analyse précise du réalisé et des coûts :

Production :

N/A

Distribution :

Suivi des coûts unitaires

	Coût unitaire			
	Réalisé	Prévu	écarts (xpf)	écarts (%)
POTEAUX BT	123 372	139 867	- 16 495	-65%
POTEAUX HT	360 960	350 802	10 158	3%
CABLES BT	950	1 250	- 300	-24%
CABLES HT	1 272	3 389	- 2 117	-62%
COFFRET TELECOM (ITI)	-	520 272		
COMPTEURS	51 488	72 112	- 20 624	-29%
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	-	-		
IMMOS DISPATCHING	632 170	-	N/A	
IAT	1 119 224	1 997 949	- 878 725	-44%
IAM	1 375 997	1 213 044	162 953	13%
POSTE SOURCE	3 418 750	-	N/A	
RESEAU SOUTERRAIN	7 759	15 000	- 7 241	-48%
TELECOM (POSTE DP)	800 000	-	N/A	
TRANSFO	944 168	960 323	- 16 154	-2%
ARMEMENT RESEAUX AERIENS	22 191		N/A	
ARMEMENTS POSTES	-		-	
AUTRES COMPOSANTS (DP)	97 356		N/A	

Suivi des quantités

	quantité			
	Réalisé 2020	Prévu	Ecart (qté)	écart %
POTEAUX BT	415	700	- 344	-41%
POTEAUX HT	46	123	325	-63%
CABLES BT	21 309	12 000	3 593	78%
CABLES HT	705	4 053	- 3 348	-83%
COMPTEURS	2 451	1 200	- 9 689	104%
IAT	2	2	-	0%
IAM	1	4	- 5	-75%
POSTE SOURCE	91		91	N/A
RESEAU SOUTERRAIN	14 573	13 600	3 872	7%
TRANSFO	16	13	- 32	23%
ARMEMENT RESEAUX AERIENS	2 000		2 000	N/A
AUTRES COMPOSANTS (DP)	80		80	N/A

Transformateurs : le renouvellement des transformateurs est principalement curatif et est donc relativement variable selon les années.

5.4.3 Besoin de renouvellement

5.4.3.1 Evolution du besoin de renouvellement

Production :

Le plan de renouvellement soumis au concédant le 15 avril 2019 s'élevait à 15.308.465.467 F CFP.

Il fait depuis l'objet de nombreuses études et discussions de sorte à mieux répondre aux besoins de la transition énergétique. Les orientations de ces nouveaux plans consistent à prolonger la durée de vie des moyens thermiques existants.

Une légère réévaluation portant sur des pièces mineures à portée ce plan à la valeur de 15.332.077.211 F CFP

Des études sont menées avec le service de contrôle en vue de définir la meilleure solution pour répondre au besoin du service public.

Les ajustements de l'exercice sont liés à des décalages de réalisation générant une actualisation des coûts.

Distribution :

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

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

Ce plan est en retrait de 750 MF par rapport au plan précédent.

5.4.3.2 Reste à faire

Réalisé			
	Production	Distribution	Total
2018	42 953 542	569 098 068	612 051 610
2019	115 879 663	358 730 053	474 609 716
2020	40 865 620	383 863 609	424 729 229
cumul	199 698 825	1 311 691 730	1 511 390 555

Reste à faire sur plan		2018 - 2030	2019 - 2030	
		Production	Distribution	Total
plan 2018 / 2030		15 308 465 467	10 938 894 885	26 247 360 352
- réalisé		(199 698 825)	(742 593 662)	(942 292 487)
+ ajustement du plan		23 358 627	(0)	23 358 627
Reste à faire		15 132 125 269	10 196 301 222	25 328 426 491

5.4.3.3 Besoin prévisionnel de renouvellement à fin de concession

Prévisionnel de renouvellement

Production 2020-2025 :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Totaux
AGENCEMENT	-	162 000 000	128 000 000	10 000 000	-	-	300 000 000
AIR	-	22 500 000	-	-	22 500 000	-	45 000 000
COMBUSTIBLE	-	93 000 000	95 000 000	34 500 000	-	-	222 500 000
EAU	-	43 000 000	194 000 000	195 000 000	-	-	432 000 000
ENERGIE	20 000 000	157 000 000	150 000 000	28 500 000	-	-	355 500 000
ENVIRONNEMENT	-	97 000 000	80 000 000	23 000 000	50 000 000	-	250 000 000
LUBRIFIANT	14 500 000	45 000 000	15 000 000	23 000 000	15 000 000	-	112 500 000
SUPERVISION	-	-	-	120 000 000	-	-	120 000 000
Total	34 500 000	619 500 000	662 000 000	434 000 000	87 500 000	-	1 837 500 000

Distribution :

Le besoin de renouvellement à fin de concession est estimé par la direction technique.

	2021	2022	2023	2024	2025
postes sources	48 600 000	168 600 000	25 100 000	13 750 000	366 750 000
postes DP	41 000 000	65 000 000	60 000 000	60 000 000	60 000 000
Réseau aérien	243 000 000	243 000 000	238 000 000	168 000 000	146 000 000
Réseau souterrain	209 700 000	259 000 000	221 500 000	221 200 000	220 400 000
Renouvellement des comptages et branchements	181 000 000	275 000 000	285 000 000	286 000 000	289 000 000
Dispatching		20 000 000			20 500 000
Total général	933 000 000	1 289 600 000	1 051 100 000	970 150 000	1 323 050 000

	2026	2027	2028	2029	2030	Total
postes sources	13 750 000	13 750 000	44 750 000	13 750 000	13 750 000	722 550 000
postes DP	60 000 000	60 000 000	60 000 000	60 000 000	60 000 000	586 000 000
Réseau aérien	135 000 000	135 000 000	135 000 000	135 000 000	135 000 000	1 713 000 000
Réseau souterrain	270 000 000	122 000 000	79 000 000	54 000 000	42 000 000	1 698 800 000
Renouvellement des comptages et branchements	293 000 000	296 000 000	300 000 000	305 000 000	310 000 000	2 820 000 000
Dispatching						40 500 000
Total général	1 041 750 000	748 750 000	697 750 000	621 750 000	602 750 000	9 279 650 000

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

Amortissement technique des biens au bilan

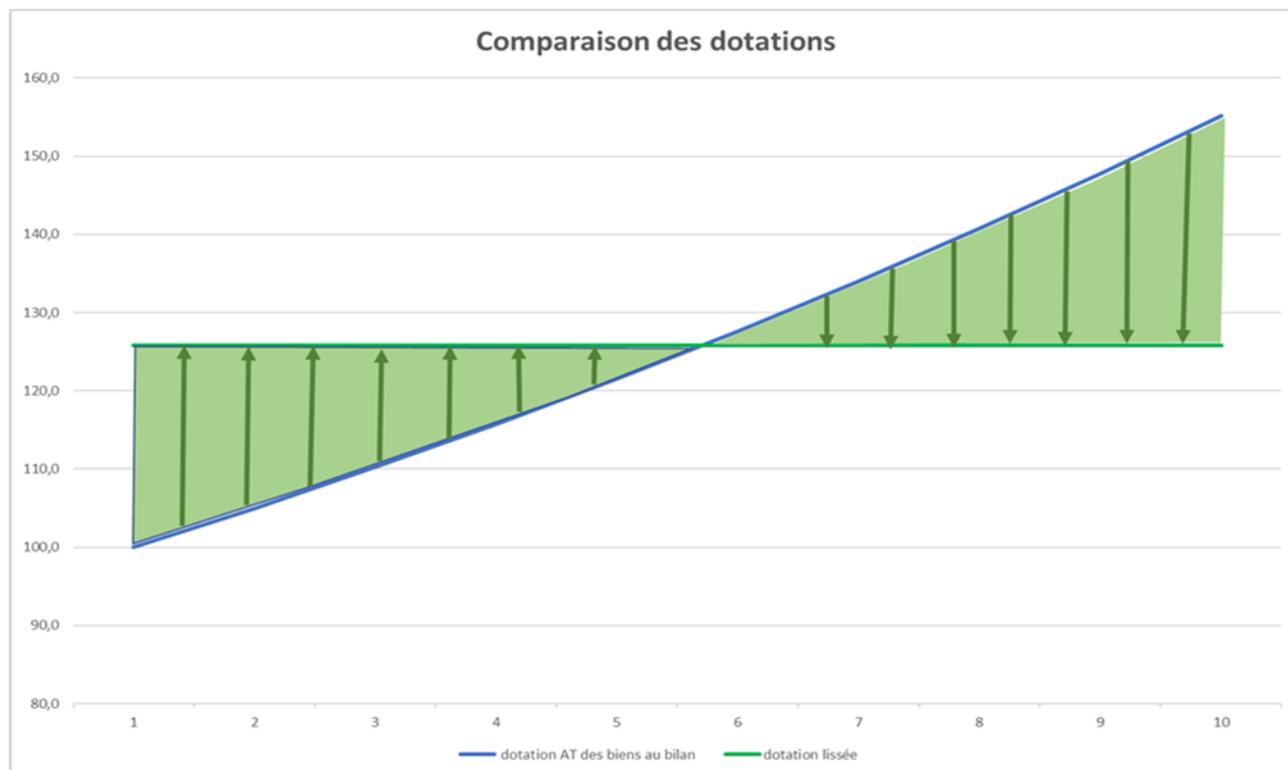
La base amortissable est composée du montant brut des immobilisations figurant au bilan duquel est déduit la part financée par les tiers ou le concédant, l'indemnité de fin de concession et des dotations déjà comptabilisées.

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

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

Dotations/reprise de lissage

Afin d'obtenir des dotations identiques sur la durée de la concession il est fait recours à des dotations/reprises de lissage avec pour contrepartie un compte « Actif/Passif de renouvellement ».
Les dotations/reprises de lissage (flèches vertes) sont calculées par différence entre la dotation de l'exercice à l'amortissement des biens figurant au bilan et la moyenne sur la durée résiduelle de la concession des mêmes dotations.



En bleu la courbe ascendante des dotations à l'amortissement technique des biens au bilan

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Détail des calculs / Production :

Traitement de l'existant y/c renouvellement							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	19 666 164 770	19 828 229 018	19 761 438 337	19 786 109 905	19 451 297 260	21 078 721 026	22 725 570 156
acquisitions	53 271 383	43 206 660	115 879 663	40 865 619	1 924 745 885	2 572 830 433	2 582 830 433
transferts/réguls	162 064 250	(14 213 258)					
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(53 271 385)	(95 784 083)	(91 208 095)	(375 678 264)	(297 322 120)	(925 981 303)	(932 981 303)
- origine financement tiers							
VO Clôture	19 828 229 018	19 761 438 337	19 786 109 905	19 451 297 260	21 078 721 026	22 725 570 156	24 375 419 286
- Financements tiers cumul	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé				n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
base amortissable	17 970 315 309	17 903 524 628	17 928 196 196	17 593 383 551	19 220 807 317	20 867 656 447	22 517 505 577
cumul doté à l'ouverture	14 117 357 097	14 392 568 398	14 519 230 388	14 719 147 552	14 638 916 039	14 829 515 260	14 677 325 344
sortie AT sur sortie immo		(159 463 627)	(91 208 095)	(375 678 264)	(297 322 120)	(925 981 303)	(932 981 303)
reste à amortir	3 852 958 212	3 670 419 857	3 500 173 903	3 249 914 263	4 879 213 397	6 964 122 490	8 773 161 536
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation sur TN	248 222 536	252 919 782	256 857 605				
dotation part du Sud	26 988 765	33 205 835	34 267 654				
dotation exercice	275 211 301	286 125 617	291 125 259	295 446 751	487 921 340	773 791 388	1 096 645 192
dotations cumulées	14 392 568 398	14 519 230 388	14 719 147 552	14 638 916 039	14 829 515 260	14 677 325 344	14 840 989 233
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 577 746 911	3 384 294 240	3 209 048 644	2 954 467 512	4 391 292 057	6 190 331 103	7 676 516 344
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(11 955 933 456)	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(12 920 434 737)	(12 666 447 427)
dotations/reprises B	(239 135 194)	(241 307 021)	(227 819 000)	(224 357 327)	(31 882 739)	253 987 310	576 841 114
Actif/Passif de renouvellement clôture	(12 195 068 650)	(12 436 375 671)	(12 664 194 671)	(12 888 551 998)	(12 920 434 737)	(12 666 447 427)	(12 089 606 313)
dotation aux amortissements A	(275 211 301)	(286 125 617)	(291 125 259)	(295 446 751)	(487 921 340)	(773 791 388)	(1 096 645 192)
dotation hors améliorant lissée A+B	(514 346 495)	(527 432 638)	(518 944 259)	(519 804 078)	(519 804 078)	(519 804 078)	(519 804 078)
moyenne des dotations	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)
écart sur moyenne exercice	5 551 237	(7 534 906)	953 474	93 654	93 654	93 654	93 654
écart sur moyenne en cumul	5 551 237	(1 983 669)	(1 030 195)	(936 541)	(842 887)	(749 233)	(655 579)
Traitement de l'améliorant							
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	763 183 811	798 183 811
acquisitions financement concession	66 105 032	142 321 695	45 587 202	474 169 882	35 000 000	35 000 000	35 000 000
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	763 183 811	798 183 811	833 183 811
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	(3 500 000)	(7 000 000)	(10 500 000)
- IFC biens au bilan cumulé	-	-	-	-	(3 500 000)	(10 500 000)	(21 000 000)
base amortissable	66 105 032	208 426 727	254 013 929	728 183 811	759 683 811	787 683 811	812 183 811
cumul doté à l'ouverture	0	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(168 159 737)	(236 995 745)
reste à amortir	66 105 032	203 704 939	233 622 530	688 323 868	657 248 971	619 524 074	575 188 066
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(4 721 788)	(15 669 611)	(19 468 544)	(62 574 897)	(65 724 897)	(68 836 008)	(71 898 508)
dotations cumulées	(4 721 788)	(20 391 399)	(39 859 943)	(102 434 840)	(168 159 737)	(236 995 745)	(308 894 253)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	61 383 244	188 035 328	214 153 986	625 748 971	591 524 074	550 688 066	503 289 557
impact exercice(+) = produit	(519 068 283)	(543 102 249)	(538 412 803)	(582 378 975)	(585 528 975)	(588 640 086)	(591 702 586)

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	24 375 419 286	24 715 268 416	25 109 117 546	25 222 750 449	25 222 750 449	25 254 690 598	28 143 502 237
acquisitions	1 132 830 433	1 312 830 433	378 776 343	-	106 467 166	5 034 591 240	86 222 902
transferts/régulés							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondu)							
- origine financement concession	(792 981 303)	(918 981 303)	(265 143 440)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
- origine financement tiers							
VO Clôture	24 715 268 416	25 109 117 546	25 222 750 449	25 222 750 449	25 254 690 598	28 143 502 237	28 169 369 108
- Financements tiers cumul	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)
- IFC biens au bilan clôture	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
- IFC améliorant cumulé	n/a						
- IFC hors biens améliorants	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)	(736 089 955)
base amortissable	22 857 354 707	23 251 203 837	23 364 836 740	23 364 836 740	23 396 776 889	26 285 588 528	26 311 455 399
cumul doté à l'ouverture	14 840 989 233	15 306 486 041	15 864 787 920	17 152 682 932	18 705 721 384	20 219 721 875	22 179 765 401
sortie AT sur sortie immo	(792 981 303)	(918 981 303)	(265 143 440)	-	(74 527 016)	(2 145 779 601)	(60 356 031)
reste à amortir	8 809 346 777	8 863 699 099	7 765 192 259	6 212 153 807	4 765 582 521	8 211 646 254	4 192 046 029
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation sur TN							
dotation part du Sud							
dotation exercice	1 258 478 111	1 477 283 183	1 553 038 452	1 553 038 452	1 588 527 507	4 105 823 127	4 192 046 029
dotations cumulées	15 306 486 041	15 864 787 920	17 152 682 932	18 705 721 384	20 219 721 875	22 179 765 401	26 311 455 399
Vo - fin tiers - IFC - dotations	7 550 868 666	7 386 415 916	6 212 153 807	4 659 115 355	3 177 055 014	4 105 823 127	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouverture	(12 089 606 313)	(11 350 932 281)	(10 393 453 176)	(9 360 218 802)	(8 326 984 429)	(7 258 261 000)	(3 672 241 951)
dotations/reprises B	738 674 033	957 479 105	1 033 234 374	1 033 234 374	1 068 723 429	3 586 019 049	3 672 241 951
Actif/Passif de renouvellement clôture	(11 350 932 281)	(10 393 453 176)	(9 360 218 802)	(8 326 984 429)	(7 258 261 000)	(3 672 241 951)	(0)
dotation aux amortissements A	(1 258 478 111)	(1 477 283 183)	(1 553 038 452)	(1 553 038 452)	(1 588 527 507)	(4 105 823 127)	(4 192 046 029)
dotation hors améliorant lissée A+B	(519 804 078)	(519 804 078)	(519 804 078)	(519 804 078)	(519 804 078)	(519 804 078)	(519 804 078)
moyenne des dotations	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)	(519 897 732)
écart sur moyenne exercice	93 654	93 654	93 654	93 654	93 654	93 654	93 654
écart sur moyenne en cumulé	(561 925)	(468 270)	(374 616)	(280 962)	(187 308)	(93 654)	(0)

Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	833 183 811	868 183 811	903 183 811	938 183 811	973 183 811	1 008 183 811	1 043 183 811
acquisitions financement concession	35 000 000	35 000 000	35 000 000	35 000 000	35 000 000	35 000 000	35 000 000
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	868 183 811	903 183 811	938 183 811	973 183 811	1 008 183 811	1 043 183 811	1 078 183 811
Financements tiers cumul	-	-	-	-	-	-	-
- IFC améliorant exercice	(14 000 000)	(17 500 000)	(21 000 000)	(24 500 000)	(28 000 000)	(31 500 000)	(35 000 000)
- IFC biens au bilan cumulé	(35 000 000)	(52 500 000)	(73 500 000)	(98 000 000)	(126 000 000)	(157 500 000)	(192 500 000)
base amortissable	833 183 811	850 683 811	864 683 811	875 183 811	882 183 811	885 683 811	885 683 811
cumul doté à l'ouverture	(308 894 253)	(383 792 762)	(461 607 936)	(542 223 111)	(625 463 286)	(711 036 794)	(798 360 303)
reste à amortir	524 289 557	466 891 049	403 075 874	332 960 699	256 720 525	174 647 016	87 323 508
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(74 898 508)	(77 815 175)	(80 615 175)	(83 240 175)	(85 573 508)	(87 323 508)	(87 323 508)
dotations cumulées	(383 792 762)	(461 607 936)	(542 223 111)	(625 463 286)	(711 036 794)	(798 360 303)	(885 683 811)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	449 391 049	389 075 874	322 460 699	249 720 525	171 147 016	87 323 508	-
impact exercice(+) = produit	(594 702 586)	(597 619 253)	(600 419 253)	(603 044 253)	(605 377 586)	(607 127 586)	(607 127 586)

Détail des calculs / Distribution et dispatching :

Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	22 092 241 675	21 822 492 143	21 776 157 613	21 726 126 414	21 831 828 143	22 199 169 964	22 577 077 913
acquisitions -	598 179 884	569 098 069	358 730 052	383 863 609	871 607 440	896 678 137	922 442 510
transferts	(162 064 250)		(43)				
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	(504 265 619)	(518 770 188)	(533 676 081)
	57,9%	52,0%	54,3%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%
- origine financement tiers	(359 790 161)	(319 286 048)	(213 831 460)	(55 479 984)			
VO Clôture	21 822 492 143	21 776 157 613	21 726 126 414	21 831 828 143	22 199 169 964	22 577 077 913	22 965 844 342
- Financements tiers cumul	(3 948 600 191)	(3 629 314 143)	(3 415 482 683)	(3 360 002 699)	(3 360 002 699)	(3 360 002 699)	(3 360 002 699)
- IFC biens au bilan clôture	(2 897 786 215)	(3 511 416 919)	(3 795 564 462)	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC améliorant cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	n/a	n/a	n/a	n/a
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(3 778 894 710)	(4 418 306 743)	(5 097 336 407)
- IFC renouvelInt exercice	n/a	n/a	n/a		(639 412 033)	(679 029 664)	(718 647 295)
				0,00%	73,36%	75,73%	77,91%
- IFC hors biens améliorants	(2 833 064 018)	(3 395 412 212)	(3 594 358 559)	(3 778 894 710)	(4 418 306 743)	(5 097 336 407)	(5 815 983 702)
base amortissable	15 040 827 934	14 751 431 258	14 716 285 173	14 692 930 734	14 420 860 522	14 119 738 807	13 789 857 941
cumul doté à l'ouverture	8 713 767 144	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 609 453 769	9 636 755 388	9 673 735 601
sortie AT sur sortie immo	(346 075 005)	(296 146 551)	(194 929 748)	(222 681 897)	(504 265 619)	(518 770 188)	(533 676 081)
reste à amortir	6 673 135 795	6 220 821 598	5 882 984 303	5 591 824 661	5 315 672 371	5 001 753 607	4 649 798 421
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	459 064 072	497 620 958	490 487 100	508 347 696	531 567 237	555 750 401	581 224 803
dotations cumulées	8 826 756 211	9 028 230 618	9 323 787 970	9 609 453 769	9 636 755 388	9 673 735 601	9 721 284 323
Vo - fin tiers - IFC - dotations	6 214 071 723	5 723 200 640	5 392 497 203	5 083 476 964	4 784 105 134	4 446 003 206	4 068 573 618
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvertu	-	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 087)	(826 560 312)	(908 215 374)
dotations/reprisesB	(249 162 726)	(216 538 187)	(125 963 409)	(129 057 766)	(105 838 225)	(81 655 061)	(56 180 660)
Actif/Passif de renouvellement clôture	(249 162 726)	(465 700 913)	(591 664 322)	(720 722 087)	(826 560 312)	(908 215 374)	(964 396 033)
dotation aux amortissements A	(459 064 072)	(497 620 958)	(490 487 100)	(508 347 696)	(531 567 237)	(555 750 401)	(581 224 803)
dotation hors améliorant lissée A+B	(708 226 798)	(714 159 145)	(616 450 509)	(637 405 462)	(637 405 462)	(637 405 462)	(637 405 462)
moyenne des dotations	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)
écart sur moyenne exercice	(61 777 045)	(67 709 392)	29 999 243	9 044 290	9 044 290	9 044 290	9 044 290
écart sur moyenne en cumulé	(61 777 045)	(129 486 438)	(99 487 194)	(90 442 904)	(81 398 613)	(72 354 323)	(63 310 033)

Traitement de l'améliorant

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
VO Ouverture	-						
acquisitions financement concession	95 411 085	141 234 694	159 588 642	327 389 603			
acquisitions autres financement Tiers	128 769 777	193 586 458	117 256 529	116 115 956			
VO Clôture	224 180 862	559 002 014	835 847 185	1 279 352 744			
Financements tiers cumul	(128 769 777)	(322 356 235)	(439 612 764)	(555 728 720)	(555 728 720)	(555 728 720)	(555 728 720)
- IFC améliorant exercice	(64 722 197)	(51 282 510)	(85 201 196)	(82 430 717)	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	(64 722 197)	(116 004 707)	(201 205 903)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)
base amortissable	30 688 888	120 641 072	195 028 518	439 987 403	439 987 403	439 987 403	439 987 403
cumul doté à l'ouverture	0	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942)	(64 193 347)	(101 772 753)	(139 352 158)
reste à amortir	30 688 888	118 449 008	183 724 992	413 373 462	375 794 056	338 214 650	300 635 245
nb années restantes	14	13	12	11	10	9	8
dotation exercice	(2 192 063)	(9 111 462)	(15 310 416)	(37 579 406)	(37 579 406)	(37 579 406)	(37 579 406)
dotations cumulées	(2 192 063)	(11 303 526)	(26 613 942)	(64 193 347)	(101 772 753)	(139 352 158)	(176 931 564)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	28 496 825	109 337 546	168 414 576	375 794 056	338 214 650	300 635 245	263 055 839
Caducité : reprise lissée	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854
impact exercice(+) = produit	(92 995 007)	(105 846 753)	(14 337 071)	(57 561 014)	(57 561 014)	(57 561 014)	(57 561 014)



Traitement de l'existant y/c renouvellement

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture	22 965 844 342	23 365 718 653	23 891 981 211	24 314 840 295	24 749 586 929	25 196 491 832	25 655 831 317
acquisitions -	948 798 649	1 248 685 377	1 003 335 593	1 031 541 683	1 060 390 121	1 089 894 177	1 122 927 536
transferts							
Sortie d'immo en Vo (tout motif confondus)							
- origine financement concession	(548 924 339)	(722 422 819)	(580 476 508)	(596 795 049)	(613 485 218)	(630 554 692)	(649 666 034)
	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%	57,9%
- origine financement tiers							
VO Clôture	23 365 718 653	23 891 981 211	24 314 840 295	24 749 586 929	25 196 491 832	25 655 831 317	26 129 092 820
- Financements tiers cumul	(3 360 002 699)	(3 360 002 699)	(3 360 002 699)	(3 360 002 699)	(3 360 002 699)	(3 360 002 699)	(3 360 002 699)
- IFC biens au bilan clôture	n/a						
- IFC améliorant cumulé	n/a						
- IFC hors biens améliorants	(5 815 983 702)	(6 574 248 628)	(7 372 131 184)	(8 209 951 327)	(9 088 037 899)	(10 006 390 899)	(10 965 010 329)
- IFC renouvelInt exercice	(758 264 926)	(797 882 557)	(837 820 143)	(878 086 572)	(918 353 001)	(958 619 430)	(998 885 859)
	79,92%	63,90%	83,50%	85,12%	86,61%	87,96%	88,95%
- IFC hors biens améliorants	(6 574 248 628)	(7 372 131 184)	(8 209 951 327)	(9 088 037 899)	(10 006 390 899)	(10 965 010 329)	(11 963 896 188)
base amortissable	13 431 467 326	13 159 847 327	12 744 886 269	12 301 546 331	11 830 098 234	11 330 818 289	10 805 193 933
cumul doté à l'ouverture	9 721 284 323	9 780 803 890	9 741 958 781	9 878 163 072	10 036 412 600	10 225 317 666	10 462 790 631
sortie AT sur sortie immo	(548 924 339)	(722 422 819)	(580 476 508)	(596 795 049)	(613 485 218)	(630 554 692)	(649 666 034)
reste à amortir	4 259 107 342	4 101 466 256	3 583 403 996	3 020 178 308	2 407 170 852	1 736 055 315	992 069 335
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	608 443 906	683 577 709	716 680 799	755 044 577	802 390 284	868 027 658	992 069 335
dotations cumulées	9 780 803 890	9 741 958 781	9 878 163 072	10 036 412 600	10 225 317 666	10 462 790 631	10 805 193 933
Vo - fin tiers - IFC - dotations	3 650 663 436	3 417 888 547	2 866 723 197	2 265 133 731	1 604 780 568	868 027 658	-
mécanisme de lissage des AT							
Actif/Passif de renouvellement ouvertu	(964 396 033)	(993 357 590)	(947 185 342)	(867 910 005)	(750 270 890)	(585 286 069)	(354 663 873)
dotations/reprisesB	(28 961 556)	46 172 247	79 275 337	117 639 115	164 984 822	230 622 195	354 663 873
Actif/Passif de renouvellement cloture	(993 357 590)	(947 185 342)	(867 910 005)	(750 270 890)	(585 286 069)	(354 663 873)	-
dotation aux amortissements A	(608 443 906)	(683 577 709)	(716 680 799)	(755 044 577)	(802 390 284)	(868 027 658)	(992 069 335)
dotation hors améliorant lissée A+B	(637 405 462)						
moyenne des dotations	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)	(646 449 753)
écart sur moyenne exercice	9 044 290	9 044 290	9 044 290	9 044 290	9 044 290	9 044 290	9 044 290
écart sur moyenne en cumulé	(54 265 742)	(45 221 452)	(36 177 161)	(27 132 871)	(18 088 581)	(9 044 290)	-

Traitement de l'améliorant

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
VO Ouverture							
acquisitions financement concession							
acquisitions autres financement Tiers							
VO Clôture	1 279 352 744						
Financements tiers cumul	(555 728 720)	(555 728 720)	(555 728 720)	(555 728 720)	(555 728 720)	(555 728 720)	(555 728 720)
- IFC améliorant exercice	-	-	-	-	-	-	-
- IFC biens au bilan cumulé	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)	(283 636 620)
base amortissable	439 987 403						
cumul doté à l'ouverture	(176 931 564)	(214 510 970)	(252 090 375)	(289 669 781)	(327 249 186)	(364 828 592)	(402 407 998)
reste à amortir	263 055 839	225 476 434	187 897 028	150 317 622	112 738 217	75 158 811	37 579 406
nb années restantes	7	6	5	4	3	2	1
dotation exercice	(37 579 406)						
dotations cumulées	(214 510 970)	(252 090 375)	(289 669 781)	(327 249 186)	(364 828 592)	(402 407 998)	(439 987 403)
Vo - fin tiers - IFC - dotations	225 476 434	187 897 028	150 317 622	112 738 217	75 158 811	37 579 406	-
Caducité : reprise lissée	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854	617 423 854
impact exercice(+) = produit	(57 561 014)						

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année

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

5.7 - Indemnités de fin de concession

Article 22.1 Biens de production

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

Cette clause ne sera effective que pour les biens améliorants mis en service à compter du 1er octobre 2019.

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

DESIGNATION	COMMUNE	TITRE DE PROPRIETE	REFERENCES	SURFACE (M2)	MONTANT DE L'INDEMNITE* (CFP)
Terrain principal Centrale Emile MARTIN	PUNAAUIA	Acte d'échange transcrit le 23.12.1985 (n°07, vol.1351)	Lots 115 à 123 et 134 à 142 du lotissement basse vallée de Punaruu	19.428	118.000.000
Terrain stockage principal PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 27.05.2005 (n°19, vol.2996)	Lot E lotissement BROTHERSON parcelle S 271	10.794	449.244.800
Terrain stockage supplémentaire PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 10.06.2008 (n°3, vol.3376)	Terre TUPAPAUPITI, parcelle S 281	3.006	168.845.155
					736.089.955

Article 22.2 Biens de distribution

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

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

FAMILLE	VNC ou IFC		
	Sur biens issus du renouvellement	Sur biens existants au bilan au 31/12/2020 et non renouvelables	Total prévisionnel à fin de concession
ARMEMENTS POSTES	0	4 316 334	4 316 334
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	585 864 849	329 849 538	915 714 388
AUTRES COMPOSANTS (DP)	399 733 134	96 913 612	496 646 747
CABLE RESEAUX AERIENS	226 282 567	106 909 284	333 191 851
CARTOGRAPHIE	0	0	0
COFFRET TELECOM (ITI)	0	614 421	614 421
COMPTEURS	2 475 198 167	337 084 063	2 812 282 229
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	85 886 307	79 104 698	164 991 006
IMMOS DISPATCHING	8 087 757	4 659 085	12 746 841
INTERRUPTEURS AERIENS	86 112 516	1 629 071	87 741 587
PIECES DE SECURITE	0	0	0
POSTE SOURCE	424 265 617	469 321 464	893 587 081
POTEAUX RESEAUX	1 229 732 568	733 762 494	1 963 495 063
RESEAU SOUTERRAIN	2 364 617 345	1 733 519 727	4 098 137 072
TELECOM (POSTE DP)	13 341 929	8 345 334	21 687 263
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN	0	2 282 038	2 282 038
TRANSFO	285 878 720	154 220 168	440 098 887
Total général	8 185 001 477	4 062 531 330	12 247 532 808

L'indemnité prévisionnelle de fin de concession est estimée à 12.247 MF contre 13.181 MF en 2019, soit une baisse de 7% soit 933 MF.

Cette baisse résulte principalement de la mise à jour du plan de renouvellement des réseaux telle que validée par le ministère en date du 18 mai 2020.

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 paragraphe 5.4.3 "Besoin de renouvellement".

6 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

1. Etats des engagements à incidence financière

a) Convention de fourniture de Gasoil pour l'île de Tahiti (EDT – Pacifique Petroleum et Services)

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

Durée : 1^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2020.

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

- Le premium (2,5\$/bbl)
- Les prestations locales (Respectivement -2,9 F et -2,7 F de remises sur le prix maximum publié, pour Vairaatoa et Punaruu).

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

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

Le contrat de fourniture d'hydroélectricité, signé le 30 novembre 2000 avec la société EDT, s'est poursuivi en 2020. Les prix de l'hydroélectricité sont distincts par concession, avec une formule d'actualisation annuelle.

Un avenant à cette convention, lui donnant une durée fixe de 10 ans, avec préavis de résiliation de 6 mois, a été adopté en conseil d'administration et en assemblée générale d'EDT. Avant signature, il demeure en attente de validation en assemblée générale de Marama Nui, non obtenue faute du quorum spécifique requis.

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

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

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

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

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

La convention a une durée de 5 ans à compter de la date de son approbation par le Ministre en charge de l'énergie, avec renouvellement tacite sauf dénonciation sous préavis de 6 mois.

Un avenant à cette convention, lui donnant une durée fixe de 10 ans, avec préavis de résiliation de 6 mois, a été adopté en conseil d'administration et en assemblée générale d'EDT. Avant signature, il demeure en attente de validation en assemblée générale de Marama Nui, non obtenue faute du quorum spécifique requis.

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

Au 31/12/2019, 1991 producteurs d'électricité photovoltaïque étaient raccordés au réseau de Tahiti Nord.

Les prix de rachat varient en fonction de la puissance installée, conformément à la réglementation.
La durée d'engagement de prix de rachat est de 25 ans.
La durée d'engagement d'EDT est cependant limitée à la date de fin de son contrat de concession, soit au 30 septembre 2030.

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Bilan technique : Raccordement solaire

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

Le contrat liant Electricité de Tahiti à la société T.E.P., relatif au versement de la redevance de transport, daté de 2012, a pris fin le 31 mai 2019. Un nouveau contrat similaire a pris effet à compter du 1^{er} juin 2019, pour une période de 6 mois renouvelable par tacite reconduction.

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

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

f) Contrat de prestations techniques d'exploitation des réseaux de transport (EDT – TEP).

Electricité de Tahiti effectue les prestations susdites au profit de la TEP.

Le contrat daté de 2012, a pris fin le 31 mai 2018.

Un nouveau contrat similaire a pris effet le 1er juin 2019, pour une période de 6 mois renouvelable par tacite reconduction. Il a toutefois été dénoncé par la TEP, et a pris fin le 31 mai 2020.

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

g) Contrat de prestations techniques de conduite des réseaux de transport (EDT – TEP)

Electricité de Tahiti effectue les prestations susdites au profit de la TEP.

Le contrat daté de 2012, a pris fin le 31 mai 2018.

Un nouveau contrat similaire a pris effet à compter du 1er juin 2019, pour une période de 6 mois renouvelable par tacite reconduction. Il a toutefois été dénoncé par la TEP, et a pris fin le 1^{er} décembre 2020.

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

h) Accord sur les modalités de rétrocession de la maintenance des réseaux de transport (EDT-TPE)

Electricité de Tahiti effectuait les prestations susdites au profit de la TEP.

Le contrat daté de 2012, a pris fin le 31 mai 2018, sans être renouvelé.

La maintenance est désormais assumée par la TEP elle-même.

Toutefois, les parties ont conclu un contrat ayant pour objet l'indemnisation des producteurs et distributeurs en cas d'indisponibilité excessive du réseau de transport, notamment du fait d'un défaut de maintenance par la TEP. Ce contrat prévoyait une « franchise » de défauts, au-delà de laquelle les opérateurs étaient indemnisés forfaitairement de leur manque à gagner.

Ce contrat a pris effet à compter du 1^{er} juin 2019, pour une période de 6 mois renouvelable par tacite reconduction. Il a toutefois été dénoncé par la TEP, et a pris fin le 1^{er} décembre 2020.

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

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

j) Accord d'Indemnité de Départ à la Retraite

Accord collectif d'entreprise, durée indéterminée.

Une somme est provisionnée chaque année, en fonction notamment d'une estimation du turnover du personnel, de l'âge prévisionnel de départ à la retraite des agents, et de leur niveau de rémunération prévu.

k) Contrat d'adhésion au régime de retraite complémentaire

EDT a adhéré en 1970 au régime de retraite complémentaire pour ses cadres et agents de maîtrise, auprès des caisses CRE et IRCAFEX, institutions paritaires désignées par les régimes ARRCO et AGIRC pour la Polynésie française.

l) Principaux baux de la concession

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

- Agence Arue : Le Bail commercial avec la SCI Ra'imoana, daté du 1^{er} août 2010, a pris fin le 31 juillet 2019. En raison d'un changement de propriétaire de l'immeuble, un nouveau bail a été signé avec la SCI GAYATRI à compter du 1^{er} août 2019, pour une durée de 9 ans, renouvelables dans les conditions prévues au code de commerce. Loyer : 124.000 F/mois.
- Agence Vaima : deux baux commerciaux du 25/11/1982 et 31/07/1992, cédés le 16/10/1992 à EDT, tacitement reconduits pour une période indéfinie. Loyer : 295.931 F/mois. Les loyers ont été versés un temps sur un compte séquestre géré par le mandataire social M. TOURON, dans le cadre d'un litige sur l'identité du propriétaire du sol. Cette situation a pris fin en juin 2019.
- Hangar Bodo, Z.I. Punaruu : le 10 juillet 2018, EDT a conclu avec M. Heimana BODO un bail commercial de 9 ans prenant effet le 1^{er} août 2018, sur un hangar de 454 m², à des fins de stockage. Le loyer est de 315.000 F/mois.

m) 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.

n) Conventions d'occupation pour implantation de panneaux photovoltaïques, conclues entre EDT et ELECTRA.

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

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

Cf. paragraphe :

4. DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

o) Contrats d'abonnement souscrits par la clientèle

Cf. paragraphe :

2. OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- Aspects commerciaux

p) Contrat de supports communs avec l'OPT

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

Durée : 1^{er} janvier 2014 – 31 décembre 2020