



**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 2018

SOMMAIRE

0 - FAITS MARQUANTS	3
1 – PRESENTATION	9
1.1 - Le système électrique polynésien	10
1.2 - Le groupe Engie au service de la concession	17
1.3 - Le cadre juridique et contractuel	22
2 – OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE	24
2.1 - Mode de détermination des tarifs	25
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018	25
2.3 - Chiffre d'affaires énergie	27
2.4 - Autres produits d'exploitation	27
2.5 - Statistiques de ventes	28
2.6 - Gestion des impayés	32
2.7 - Services offerts à la clientèle	32
2.8 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie	35
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE	36
3.1 - Production	37
3.2 - Qualité de la fourniture	38
3.3 - Réseau de transport et de distribution	40
3.4 - Raccordement solaire	41
3.5 - Achat d'énergie solaire en kWh par tarif	41
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES	42
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée	43
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique	50
4.3 - Comptes de la concession	54
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés	63
4.5 - Objectivation de la marge	69
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES	72
5.1 - Variation du patrimoine immobilier	73
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public	75
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements	77
5.4 - Dépenses de renouvellement	82
5.5 - Méthode relative aux charges calculées	86
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année	90
5.7 - Indemnités de fin de concession	91
5.8 - Plan de Renouvellement	93
5.9 - Programme prévisionnel d'investissement 2018	95
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC	97

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Projet industriel 2018 – 2030 : une ambition au service des Polynésiens

Présentation au Pays, le 15 octobre 2018, du projet industriel d'EDT ENGIE, pourvu d'une enveloppe de financement prévisionnelle de 10 milliards FCFP jusqu'en 2030. Il vise à atteindre l'indépendance énergétique et favoriser le développement économique de la Polynésie française, tout en luttant contre le réchauffement climatique qui menace ses îles, et se décline en 5 axes :

1. *Contribuer au plan de transition énergétique du Pays*
2. *Développer le tissu économique du Fenua*
3. *Proposer des services de proximité*
4. *Accompagner Tahiti vers la « Smart Island »*
5. *Poursuivre la formation et l'embauche des Polynésiens*

Ce projet industriel met l'accent sur le développement des EnR pour une croissance décarbonée, avec des investissements d'EDT ENGIE :

- Sur Tahiti entre 6 et 8 milliards FCFP d'ici à 2030
- Dans les îles, 4,5 milliards FCFP, pour une production de 16,2 GWh EnR supplémentaires

Le but premier est d'aider le Pays à atteindre les objectifs du Plan de Transition Énergétique (PTE) de la Polynésie, prévoyant 50% d'EnR en 2020 et 75% d'EnR en 2030, et au-delà, tendre vers l'indépendance énergétique de la Polynésie.

MARAMA NUI a proposé au Pays un autre projet Hydromax sur la cote 95 dans la vallée de la Papenoo. Une opération inscrite dans le projet industriel d'EDT ENGIE.

Loi de pays sur les provisions :

La loi de pays relative aux provisions pour renouvellement adoptée par l'Assemblée, a été promulguée le 30 octobre 2018 laissant 6 mois aux concessionnaires pour se mettre en conformité.

La loi de Pays pose des difficultés significatives de mise en œuvre et peut modifier l'équilibre économique des concessions existantes. Ainsi, des discussions sont en cours avec la Polynésie afin de trouver des solutions aux difficultés pratiques de mise en œuvre au regard :

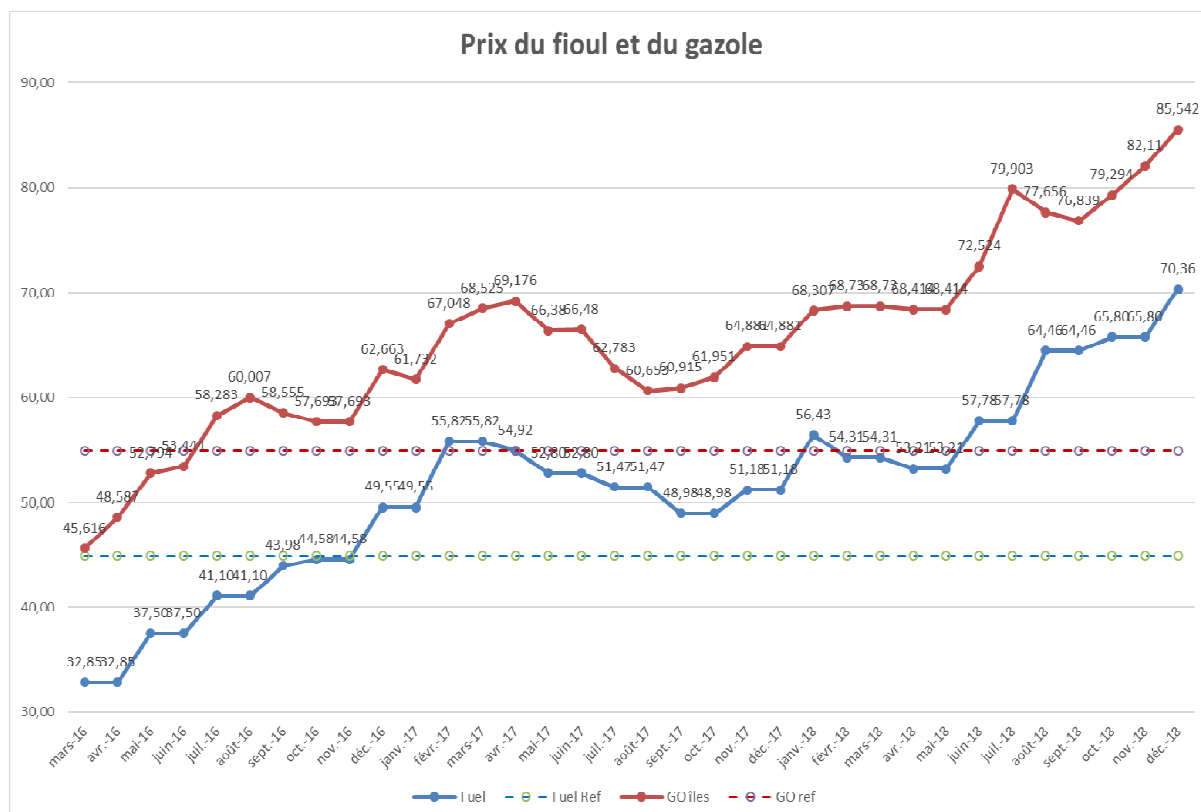
- du nombre important des composants des réseaux (55.000 comptages, 25.000 poteaux, 950 transformateurs, 1.200 km de câbles rien que sur Tahiti Nord) ;
- de la durée de vie à la fois importante (25 ou 30 ans) et très variable au sein même de chaque famille de composants ;
- de la difficulté à prévoir pour chaque composant de leur date et coût de renouvellement.

Données économiques :

1) Combustibles :

Depuis le mois de mars 2016 pendant lequel les tarifs de vente de l'électricité avaient été fixés par le Conseil des ministres les prix des énergies n'ont cessé d'augmenter passant :

- pour le fioul de 32,85 F/L à 70,36 F/L en décembre 2018 (+114,2%) ;
- pour le gazole de 45,61 F/L à 85,54 F/L en décembre 2018 (87,8%).



P ref : valeur du combustible pris en compte dans les tarifs fixés au 1^{er} mars 2016

2) Redevance de transport :

Sur la même période la redevance de transport est passée de 1,95 F/kWh à 2,45 F/kWh puis 2,75 F/kWh soit une augmentation de 41%.

3) Tarif de vente :

Malgré la hausse des combustibles, les tarifs de vente de l'électricité sont restés stables depuis 2016.

Formule tarifaire et rémunération du concessionnaire :

La formule de Revenu Autorisé de notre concession prévoit que les tarifs de l'électricité sont actualisés : « tous les ans au 1er mars », ou « À tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE », (le terme CE correspondant aux dépenses d'énergie, de combustible et de transport).

Toutefois, depuis le 1er mars 2016, aucune mise à jour des tarifs n'a été opérée, malgré une hausse des prix des hydrocarbures, et de la redevance de transport due à la TEP.

En l'absence d'accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l'application de la dite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.

En cumul depuis 2016, le manque à gagner du concessionnaire s'est établi à 2.270 MF dont 1.954 MF au titre de 2018.

A la date de d'émission de ce rapport un avenant 18 a été signé, reconnaissant que la charge de combustible et la redevance de transport n'ont pas à être supportées par EDT.

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2018 écoulée :

- 4 accidents de travail avec arrêt (hors trajet) cumulant 79 jours d'interruption du travail (valeurs cibles inférieurs ou égales à 3 accidents et 100 jours)
 - o Taux de fréquence = 4,64
 - o Taux de gravité = 0,09
- 4 accidents de travail sans arrêt (hors trajet)
- 2 accidents de trajet, sans arrêt.

Spécifiques à la concession de Tahiti Nord

Clientèle :

- Les ventes d'électricité poursuivent leur baisse observée depuis 2016, et enregistrent une réduction des volumes de -1,5% (soit près de -6,3 GWh) avec 415,7 GWh vendus, à comparer aux 421,9 GWh atteints en 2017.
- Cette évolution résulte d'une diminution des ventes en basse tension, qui représentent 52% des volumes, de -1,2% (-2,6 GWh), conjuguée à une baisse plus prononcée des ventes en moyenne tension de -1,8% (-3,6 GWh).
- Le nombre de contrats sur la concession de Tahiti Nord s'est établi à 53 075, soit une hausse de 0,9%, particulièrement marquée par l'augmentation du nombre de clients en tarif « petits consommateurs » pour la basse tension. La puissance souscrite facturée s'élève à 5 068 706 kVA, soit une hausse modérée de 1,2% par rapport à 2017 en lien avec l'augmentation du nombre de contrats.

Technique - Production :

- Centrale de Punaruu

Le projet de la nouvelle centrale a été abandonnée.

- Centrale de Vairaatoa

La mise hors exploitation des G1V et G4V en juin 2018

La mise en sécurité des façades et toitures

- Groupe de secours Carrefour :

Le groupe qui n'était plus utilisé en lien avec le réseau a été revendu au propriétaire du magasin Carrefour.

- Maintenance :

Un bail a été contracté pour un local jouxtant notre atelier mécanique. Ce local nous permet enfin de stocker nos encours de révision (ces derniers étant auparavant éparpillés dans les différents recoins de la centrale. Les retards de maintenance constatés ces dernières années sur les grandes révisions ont été résorbés.

- Hydrocarbures :

Dans le cadre de l'application du contrat fuel PPS, un nouveau premium est approvisionné depuis fin 2018. Ce nouveau produit n'est pas sans poser de problème de compatibilité et de stabilité. Ce sujet qui va devenir majeur au 1er janvier 2020 à l'application des nouvelles réglementations maritimes et du renouvellement de contrat fait l'objet d'un groupe de travail regroupant l'autorité concédante, le fournisseur pétrolier et EDT.

Technique - Distribution

- Impact foudre Janvier 2018 sur réseau de Transport

Un impact de foudre est survenu le 27 Janvier 2018 sur la ligne Vaihiria 2 - Papenoo Sud. Les protections ont correctement fonctionné mais la perte de cette ligne n'a pas permis d'écouler 20MW d'hydroélectricité distribués sur la ville et il y a donc eu un délestage de 16 départs HTA.

- Incidents distribution

Les incidents d'origine Distribution ont majoritairement été causés par des chutes d'arbres ou intempérie (37%), par des défauts d'élagage ou lianes grimpantes (25%), par des défaillances de matériel (câble souterrain termité par exemple) (20%), par des travaux tiers (11%), par des défauts non identifiés (il s'agit souvent de végétation sur les lignes HTA non retrouvée sur les lieux du défaut) (5%) et de mauvaises mises en œuvre (2%).

- Contrat avec le réseau de transport TEP

Le contrat de maintenance des ouvrages de Transport a été prolongé jusqu'au 31 Mai 2019. A fin décembre elle a été réalisée à 17% (5/30), la majeure partie des maintenances sera réalisée en Février 2019 puis finalisée de Mars à Mai en accord avec le planning de la production thermique, hydroélectrique et TEP.

Les contrats de conduite et d'exploitation se sont déroulés sans difficulté particulière.

Des discussions sont en cours pour signer les nouveaux de conduites et d'exploitation du réseau TEP. La maintenance sera réinternalisée par la TEP avec la mise en place d'un contrat responsabilisant celle-ci en cas de défaillance de maintenance.

Principaux indicateurs

		TAHITI NORD				
		2018		2017		
CLIENTS	Nombre de contrats clients	53 075		52 222		
	BT	52 552	99,01%	51 705	99,01%	
	MT	523	0,99%	517	0,99%	
	Puissance souscrite au 31/12	kVA	425 234		418 855	
	BT	355 900	83,70%	348 869	83,29%	
	MT	69 334	16,30%	69 986	16,71%	
	Puissance maximale appelée	MW	83,24		84,55	
	Nombre de kWh vendus total		415 649 661		421 918 252	
	BT		216 335 709	52,05%	218 969 515	51,90%
	MT		199 313 952	47,95%	202 948 737	48,10%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	14 022 263 792		14 089 892 126	
	BT : Total		8 035 463 082	57,31%	8 049 303 334	57,13%
	BT : par client		152 905		155 677	
	BT : par kVA de puissance souscrite		22 578		23 073	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		1 537 175 577	19,13%	1 501 045 821	18,65%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		6 498 287 505	80,87%	6 548 257 513	81,35%
	MT : Total		5 983 559 407	42,67%	6 040 588 792	42,87%
	MT : par client		11 440 840		11 683 924	
	MT : par kVA de puissance souscrite		86 301		86 311	
	MT : part fixe en XPF et % du CA total		1 209 634 729	20,22%	1 212 544 401	20,07%
MT : part variable en XPF et % du CA total		4 773 924 678	79,78%	4 828 044 391	79,93%	
Prix moyen de vente par kWh vendu		33,74		33,39		
BT		37,14		36,76		
MT		30,02		29,76		
TECHNIQUES	Rendement réseaux (s/production nette)	0,94		0,95		
	Energie achetée					
	Energie solaire kWh	11 165 262	19,00%	10 271 060	17,48%	
	Energie hydroélectrique kWh	142 451 489	242,42%	152 532 271	259,58%	
	Energie thermique kWh	286 735 054	487,96%	281 257 242	478,64%	
	Energie totale achetée	440 351 805		444 060 573		
	Temps moyen de coupure					
	global	1h11		3h57		
	origine production	0h01		2h23		
	origine transport	0h05		0h21		
origine distribution	1h05		1h14			
FINANCIERS	Patrimoine					
	Longueur du réseaux hors branchement	Km	1 514		1 515	
	Valeur d'origine	k XPF	42 305 272		41 941 007	
	Valeur nette économique	k XPF	16 813 218		17 052 184	
	Travaux réalisés					
	Dépenses de renouvellement	k XPF	612 052		651 451	
	Dépenses d'améliorant	k XPF	283 556		161 516	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	12 904 454		12 390 824	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	N/A		12 439 758	
	Part revenant au concessionnaire	k XPF	N/A		5 734 583	
	Coût des énergies et du transport	k XPF	7 143 942		6 705 175	
	Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	224 841		863 712	
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	N/A		-1 650 134		

	Tahiti Nord
Puissance maxi appelée en MW (1)	83,24
Nb de kWh vendus	415 649 661
Nb de km de réseaux hors branchements (2)	1 526,3
Nombre d'abonnés (BT et HT)	53 075
Nb de kWh solaire acheté	11 165 262

(1) La puissance maximale appelée Tahiti Nord est mesurée au niveau des départs distribution. Elle est de 79,08 MW pour 2018.

Le Pmax de production brute estimé, sur la base d'un rendement Production-Transport de 95% est de 83,24 MW.

(2) L'écart entre l'unité d'œuvre « longueur de réseaux » et les valeurs du tableau « Répartition des longueurs de réseau » provient du fait que, depuis l'avenant 17, l'unité d'œuvre ne prend pas en compte les corrections d'erreurs effectuées dans notre SIG. Seules les extensions terrain sont intégrées.

1 – PRESENTATION

1.1 - Le système électrique sur l'île de Tahiti

- 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

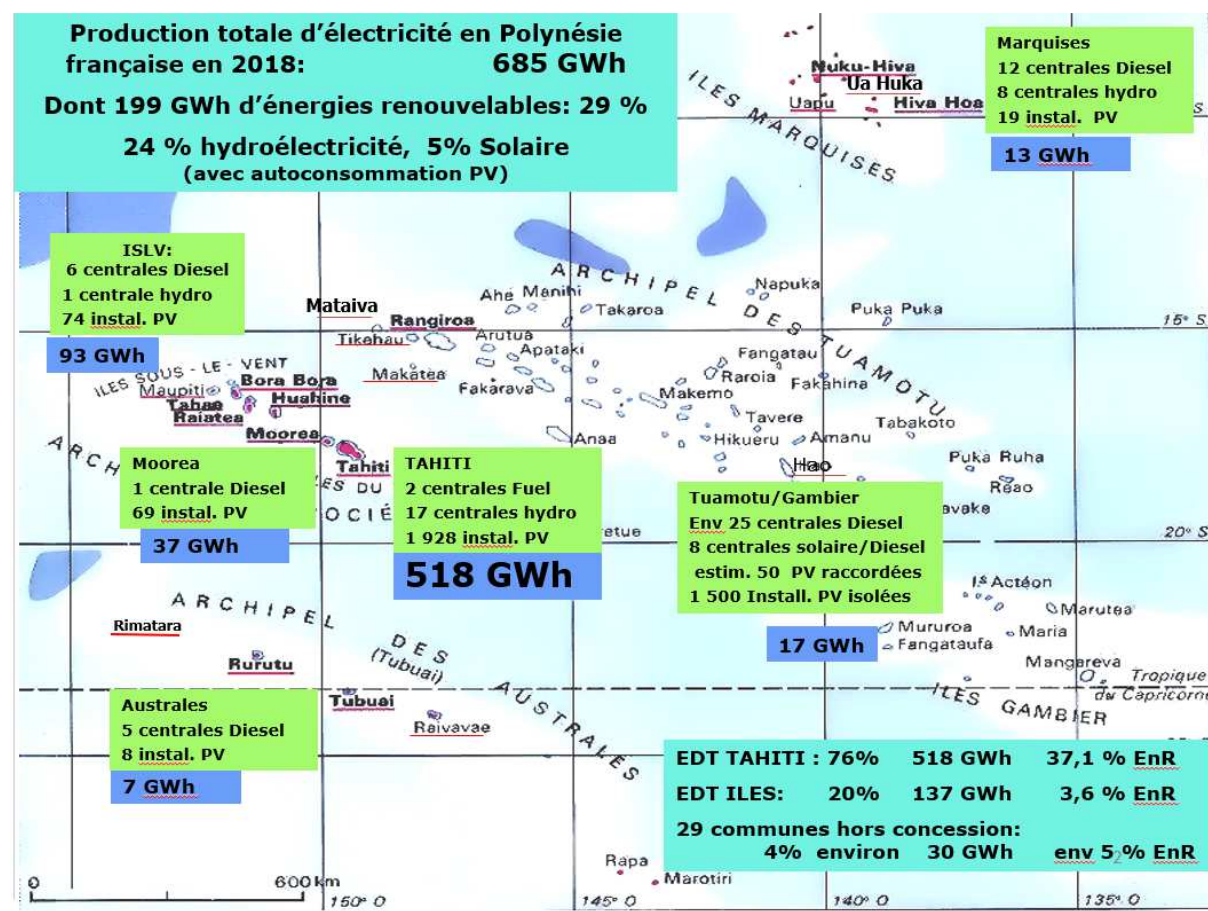
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - le cadre juridique et contractuel

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

1.1 Le système électrique polynésien

1.1.1 Le système électrique de l'ensemble des archipels



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

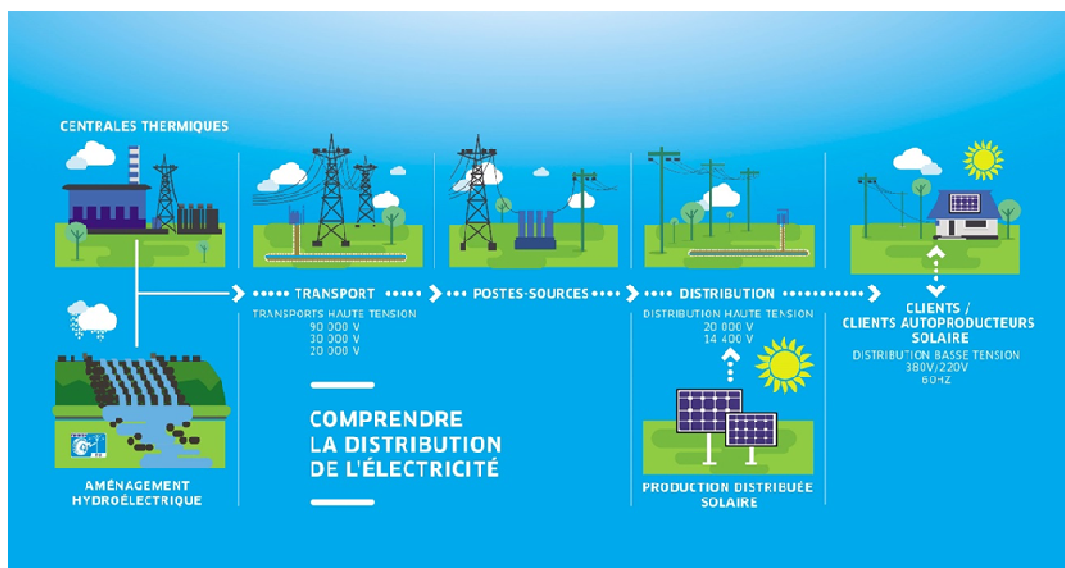
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régies communales soit de petites installations privées.

Les concessions de distribution existantes comprenant sauf exception des missions de production sont confiées à EDT et à ses filiales (19 concessions) à la Sem Te Mau Ito Api (1 concession) pour la commune de Makemo.

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.

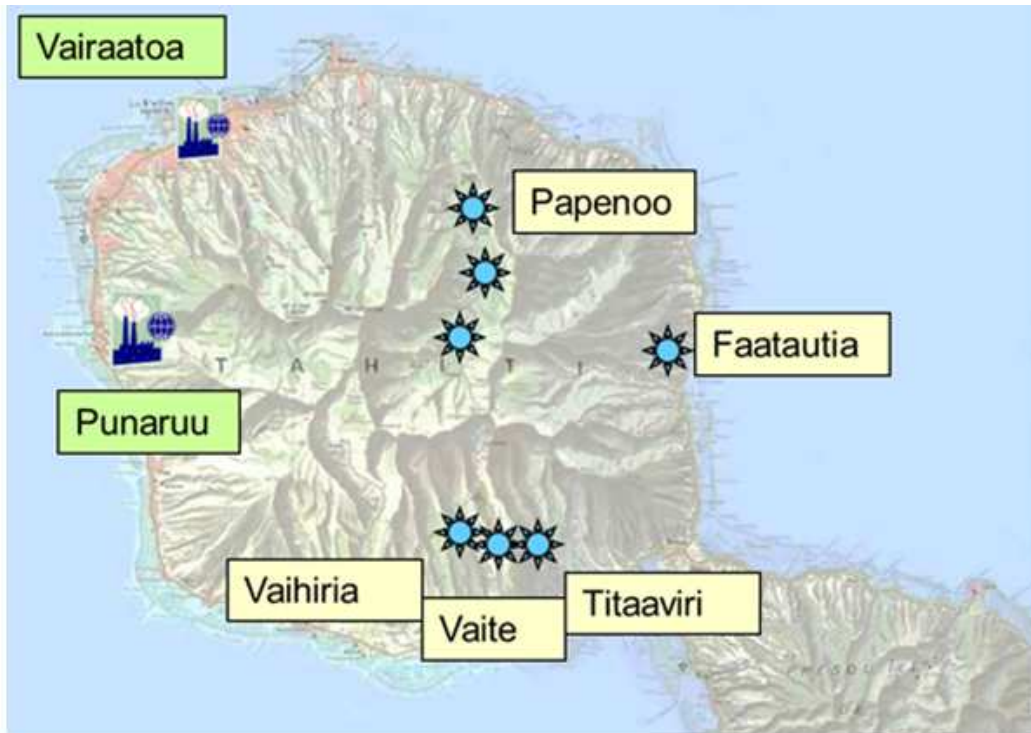


1.1.2.1 La production est composée à ce jour :

- de 2 centrales thermiques assurant à la fois la garantie de puissance et l'équilibre des réseaux (tension fréquence) (en concession EDT)
- de 16 centrales hydro-électriques (MARAMA NUI & CHPP)
- de 1 928 installations photovoltaïques (Privés hors concession)

Centrale	Puissance	Production	
		GWh	%
Punaruu	122,0 MW		
Vairaatoa (Secours)	26,0 MW		
2 centrales thermiques	148,0 MW	325,5 GWh	62,85%
Papenoo	28,4 MW		
Faatautia	7,6 MW		
Vaihiria	4,8 MW		
Vaite	2,4 MW		
Titaaviri	3,8 MW		
CHPP	0,6 MW		
16 centrales hydroélectriques	47,6 MW	161,7 GWh	31,22%
1928 installations photovoltaïques	30,0 Mwcrète	11,9 GWh	2,30%
		18,8 GWh	3,63%
TOTAL		517,9 GWh	100,00%

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 énergies en concurrence.

La production solaire issue de 1.928 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 des énergies renouvelables pour atteindre 50% en 2020 de la production électrique et 75% en 2030 selon les objectifs du plan de transition énergétique de la Polynésie française.

Sur l'île de Tahiti

- Le renouvellement des groupes Pielstick de la Punaruu arrivés en fin de vie vers 2020 afin de garantir la continuité du service public.

⇒ Nouvelle centrale :

- Localisation : Punaruu ou tout autre site approprié
- Combustible : fuel, gazole ou gaz (GNL ou GPL), les diverses solutions étant en cours d'études

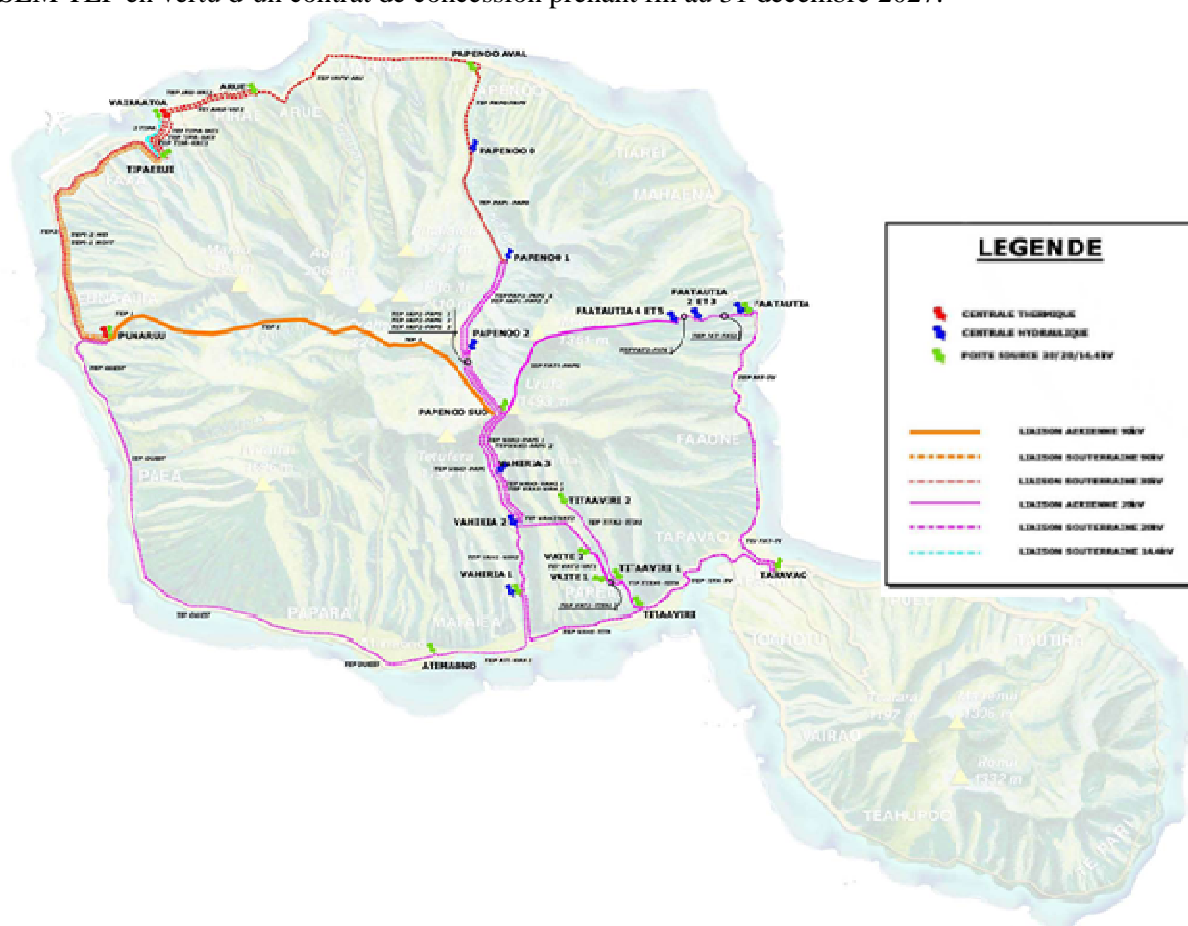
⇒ Régulateur de production

Un système innovant avec stockage de l'énergie en batterie pour régler la fréquence et la tension, permettant par ailleurs la réduction de la sollicitation des groupes et l'augmentation de la production d'énergies renouvelables

- Le démantèlement de la centrale de la Vairaatoa : après la boucle 90 kV NORD prévue en 2022 et le renouvellement des groupes Pielstick de la Punaruu qui rempliront alors un rôle de secours.

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 fiabiliser l'alimentation de la zone urbaine et du sud de l'île
- d'augmenter la capacité d'écoulement de l'hydroélectricité et de permettre le développement de nouveaux projets hydro-électriques

La mise en service de ce projet, d'un coût estimé à 7 milliards de francs, est annoncée pour 2022.

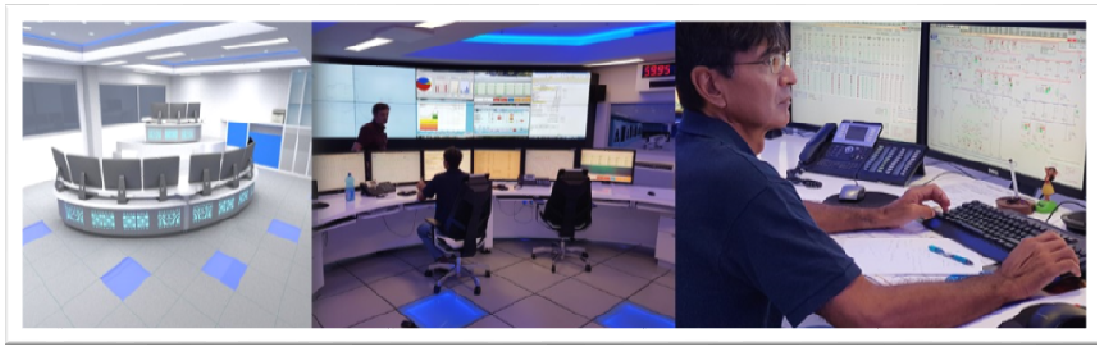
1.1.2.3 La distribution d'électricité

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, 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 la manœuvre des organes télécommandés pour son compte ;
- la conduite des centrales hydro, en dehors des heures ouvrables, pour le compte de MARAMA NUI ;
- la conduite des centrales solaires dont la puissance est supérieure à 100 kWc.

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 :

- dans les îles, le raccordement de familles isolées
- sur l'île de Tahiti, la mise en place d'un « réseau intelligent » ou smart-grid, à savoir équiper de compteurs communicants et d'une informatique performante.

Le « réseau intelligent » ou smart-grid

Avantages d'un projet de compteurs communicants Pour les clients

- 1 Relevé à distance des compteurs
- 2 Facturation sur consommation réelle
- 3 Mettre en service, couper ou adapter la puissance d'un compteur
 - Changement à distance, directement, en temps réel
- 4 Améliorer la maîtrise de la conso
 - Suivi de sa consommation à partir d'un site internet ou d'un téléphone mobile pour la maîtriser
- 5 Avoir accès à de nouvelles offres tarifaires
 - Possibilité de mettre en place des offres tarifaires adaptées, différenciées par tranche horaires, ou mode de facturation (passage direct entre pré et post-paiement)

Pour le Pays

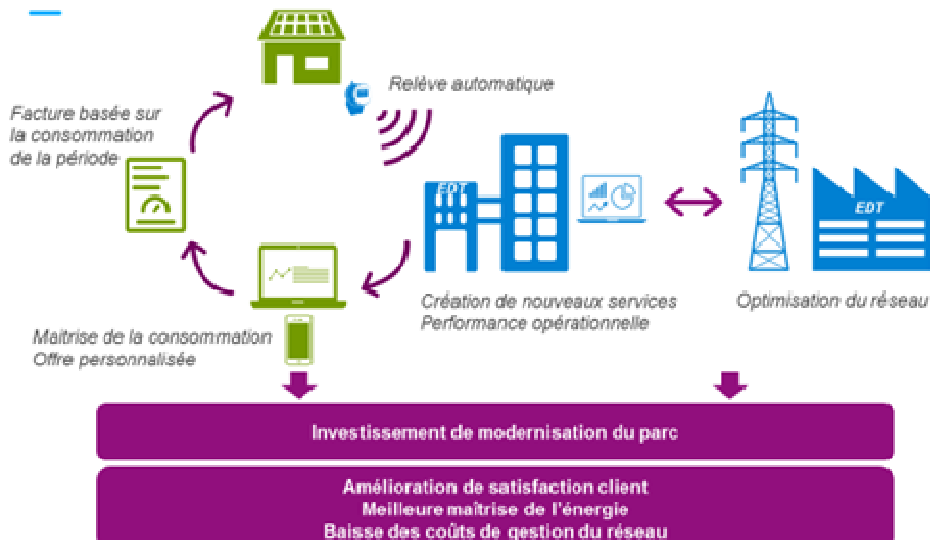
- 1 Diminuer les coûts de gestion clientèle
- 2 Soutenir le développement des filières renouvelables
 - Gestion automatisée des factures producteurs
 - Gestion dynamique possible des productions ENR (Modèles B to T)
 - Déploiement des V.E favorisé
- 3 Avoir un service public de l'électricité plus performant
 - Suivi du patrimoine concédé plus précis, meilleure prévision des investissements
 - Optimisation du développement du réseau et diminution des pertes par une meilleure connaissance des flux d'énergie
 - Amélioration de la qualité de service du réseau, modernisé et mieux piloté
 - Amélioration de la satisfaction client
 - Travaux d'entretien avec coupures moins pénalisant pour les clients

001020197

Présentation aux élus Projet Smart Grid

3

Pourquoi les compteurs communicants améliorent-ils le réseau tout en proposant une meilleure qualité de service aux clients ?



001020197

Présentation aux élus Projet Smart Grid

4

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 2016, Engie compte 153 090 salariés dans 70 pays, pour un chiffre d'affaires de 66,6 milliards d'euros.

Sa stratégie est fondée sur 3 grands axes, dits des « 3D » :

- une énergie Décarbonée (pétrole et charbon remplacés par les énergies renouvelables et le gaz naturel) ;
- Décentralisée (l'énergie est produite et stockée au plus près de son lieu de consommation) ;
- Digitalisée (capteurs, big data et outils numériques au service de l'efficacité énergétique et de la gestion des réseaux).

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.

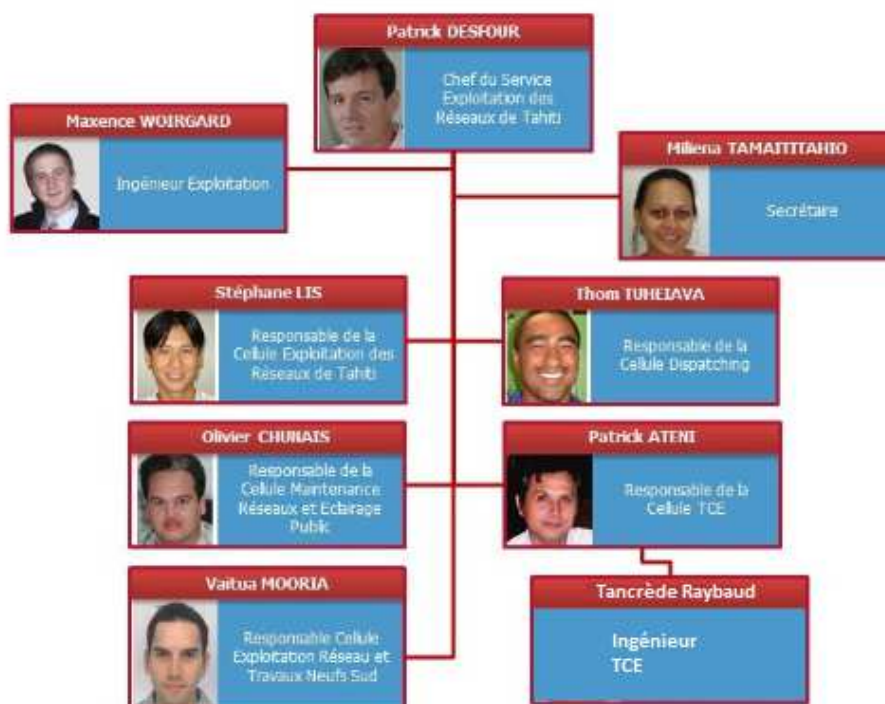
Ce pôle regroupe sur EDT les moyens humains dédiés à cette activité ainsi que les activités de support. Le pôle services composé des sociétés ENGIE SERVICES et POLYDIESEL est dédié aux activités de services dans les secteurs de la motorisation diesel, des travaux pétroliers, gaz, climatisation, froid, 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 194 salariés composant les services en 2018

- Exploitation des réseaux : 64 agents
- Exploitation thermique, 80 agents
- Réseau clientèle, 15 agents
- Relèves, Interventions et Branchements 35 agents

Service exploitation des réseaux



Dirigé par Monsieur Patrick Desfour, chef de service, et assisté par son adjoint, Monsieur Maxence Woïgard, le SERT (Service Exploitation des réseaux de Tahiti) est composé de 4 cellules :

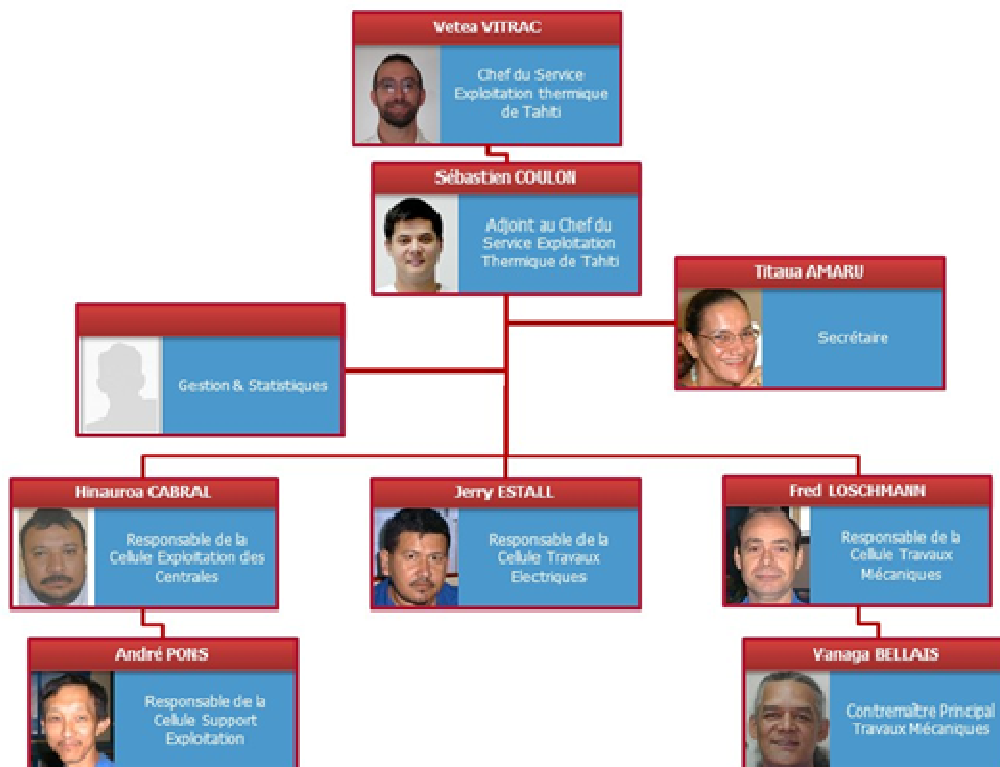
- la cellule ERT encadrée par Stéphane Lis,
- la cellule TCE encadrée par Patrick Ateni,
- la cellule DISPATCHING, encadrée par Thom Tuheiava,
- la cellule MEP encadrée par Olivier Chunais,
- la cellule Exploitation du réseau Sud encadrée Vaitua Moorria.

Ce service, rattaché à la Direction Technique, compte un effectif total de 64 employés.

Sa mission :

- 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...
- 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 Vetea VITRAC, 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.

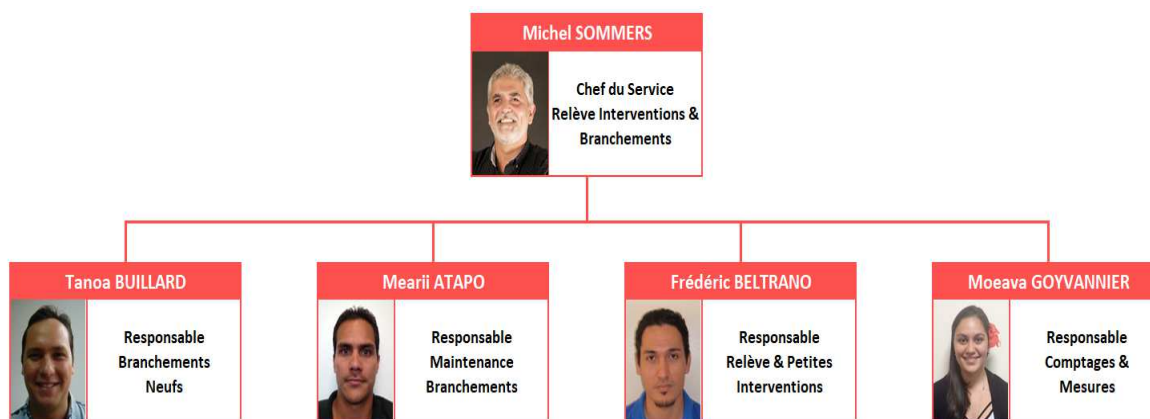
Service Réseau clientèle

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 Relèves, Interventions et Branchements



Rôles et Missions :

Le SRIB est un service support aux services clientèles ; les 4 cellules qui le composent ont pour mission :

- la réalisation des branchements neufs,
- la réalisation des raccordements solaires et des tests de découplage,
- la rénovation et la maintenance des branchements,
la relève du parc comptage selon le planning de relève,
- la réalisation des opérations de mise sous tension, coupures au compteur, réglage de puissance,
- le déploiement de la télérelève des sites collectifs,
- le contrôle annuel des comptages de puissance,
- le suivi des fraudes au compteur.

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

Au plan des services techniques :

- Travaux réseaux
- Etudes
- Suivi du patrimoine

Au plan de la gestion commerciale :

- Des services ou cellules spécialisées
 - Solutions énergétiques
 - Comptabilité clients et recouvrement
 - Facturation
 - Réclamation
- D'un réseau de près de 25 agences permettant de traiter sur tout le territoire polynésien et sans réserve, les demandes des clients de la concession.
- D'outils performants
 - Un centre d'appel téléphonique disponible 24/24h,
 - Une agence en ligne, un système d'information gratuite par sms, plusieurs interfaces web et réseaux sociaux,
 - Des logiciels performants de gestion de clientèle et de facturation, etc. ;

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

- Administration et finance
- Communication, marketing
- Digital et Services informatiques
- Juridique et assurance
- Qualité Sécurité Environnement
- Ressources humaines

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.

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 Fuel et 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 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)** Contrat de 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 2018
 - 2.3 Chiffre d'affaires énergie
 - 2.4 Autres produits d'exploitation
 - 2.5 Statistiques de ventes
 - 2.6 Gestion des impayés
 - 2.7 Services offerts à la clientèle
 - 2.8 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.
 Au cours de l'année 2018, les tarifs applicables sont restés stables, la dernière actualisation ayant eu lieu en Mars 2016, conformément à l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié, relatif aux prix de l'énergie électrique distribuée par la SA EDT dans le cadre de sa concession.

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2018

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Prix du kWh (XPF)
BT Usage social 1ère tranche	P1	de 0 à 240 kWh/mois	19
BT Usage social 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Usage domestiques 1ère tranche	P3	de 0 à 240 kWh/mois	24,5
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Eclairage public	P4		33
BT Usage professionnel	P5		35,75
MT Tarif jour	P6	de 07h00 à 20h59	25
MT Tarif nuit	P7	de 21h à 06h59	22
Prépaiement 2,2 kVA de puissance souscrite avant le 01/03/16	P8		22
Prépaiement 3,3 kVA de puissance souscrite	P9		28
Prépaiement 6,6 kVA de puissance souscrite	P10		37

PRIME D'ABONNEMENT	XPF/kVA
Basse tension	MENSUELLE
Tarif "petits consommateurs" (puissance souscrite ≤ 3,3 kVA)	263
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	395
Tarifs "classique" basse tension usages professionnels et autres usages	360
Moyenne tension	MENSUELLE
Pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA	1533
Pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA	1245

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	XPF / kVA de puissance souscrite
Basse tension	P = 39,00 XPF
Tarif "petits consommateurs"	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Tarif "classique" basse tension usages domestiques	ASC = 25 x P x kVA ASC = 975 XPF x kVA
Autres Tarifs Basse Tension	ASC = 50 x P x kVA ASC = 1 950 XPF x kVA
Moyenne tension	ASC = 100 x P x kVA ASC = 3 900 XPF x kVA

2.3 - Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus antérieur 01/03/2016	kWh vendus postérieur 01/03/2016	Total kWh vendus	Montant antérieur 01/03/2016	Montant postérieur 01/03/2016	Total XPF	Puissance souscrite cumulée (kVA)	Prime abonnement (XPF)	Puissance au 31/12/2018 (kVA)
BT Usage social 1ère tranche	P1	-3 212	32 520 233	32 517 021	-61 519	617 740 658	617 679 139	662 199	174 290 087	56 448
BT Usage social 2ème tranche	P2	2 407	3 741 554	3 743 961	122 414	145 879 753	146 002 167			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	-7 647	71 021 365	71 013 718	-270 886	1 738 563 084	1 738 292 198	2 269 236	895 788 152	189 801
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	-827	34 599 623	34 598 796	-26 846	1 347 548 558	1 347 521 712			
BT Eclairage public	P4		4 581 968	4 581 968		151 205 210	151 205 210	60 051	21 663 695	5 126
BT Usage professionnel	P5	6 165	69 793 824	69 799 989	241 155	2 495 129 924	2 495 371 079	1 239 225	445 433 643	104 425
MT Tarif jour	P6		129 672 086	129 672 086		3 241 802 480	3 241 802 480	836 779	1 209 634 729	69 334
MT Tarif nuit	P7		69 641 866	69 641 866		1 532 122 198	1 532 122 198			
Prépaiement			80 256	80 256		2 216 000	2 216 000	1 216		101
Autres (employés...)			0	0		0	0	0	0	0
Total hors conso interne		-3 114	415 652 775	415 649 661	4 318	11 272 207 865	11 272 212 183	5 068 706	2 746 810 306	425 234

Contrats G1	3 241 759
OD 11000324	- 456
Ventes totales	14 022 263 792
Prix moyen	33,74

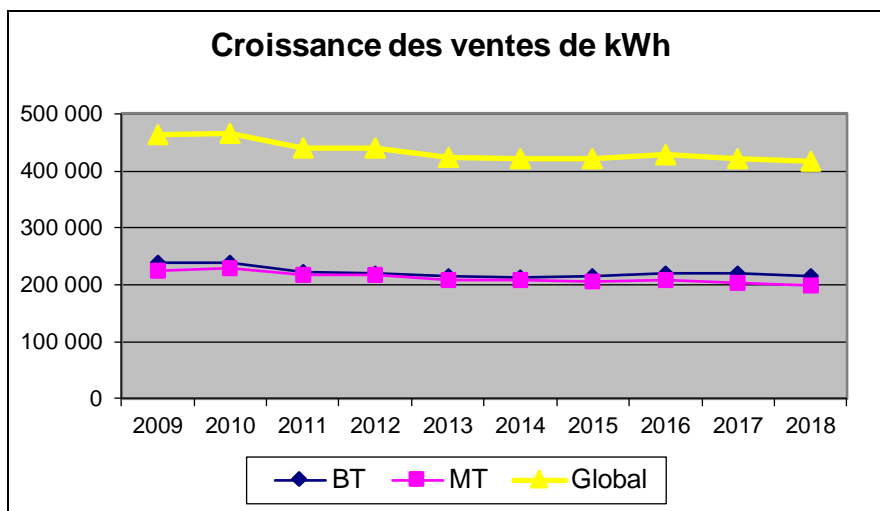
Le chiffre d'affaires de la concession en 2018 comprend la valorisation de la consommation des employés et retraités aux tarifs publics domestiques.

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 :	25 790 858 XPF
- Frais de relance :	34 104 198 XPF
- Total	<u>59 895 056 XPF</u>

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité diminuent pour la seconde année consécutive, de 1,5 % (soit près de -6,3 GWh) entre 2017 et 2018 sur la concession Tahiti Nord et s'établissent à un volume global d'environ **415,7 GWh** sur 2018, atteignant ainsi le niveau de ventes le plus bas enregistré sur les 10 dernières années. Cette baisse générale correspond à l'effet conjugué d'une contraction des ventes en basse tension, qui représentent 52 % des volumes, de -1,2 % (-2,6 GWh), et d'une réduction plus significative des ventes en moyenne tension (48 % des volumes) de 1,8 % (-3,6 GWh), qui représente 58 % de la baisse globale.

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui représente 66 % des volumes basse tension, a connu une hausse modérée de 0,9 % (+1,2 GWh). Le basculement des consommations du tarif « classique » basse tension usages domestiques (-0,2 %, -175 MWh) vers le tarif « petits consommateurs » s'est poursuivi en 2018, avec la croissance de 4 % des consommations facturées en tarif « petits consommateurs » (+1,4 GWh), dont le nombre d'abonnés augmente de 646 clients.

L'équipement des ménages en panneaux photovoltaïques dans un objectif d'autoconsommation et de baisse de leur facture d'électricité se poursuit, avec 166 nouvelles installations de puissance $\leq 10\text{kWc}$ sur 2018.

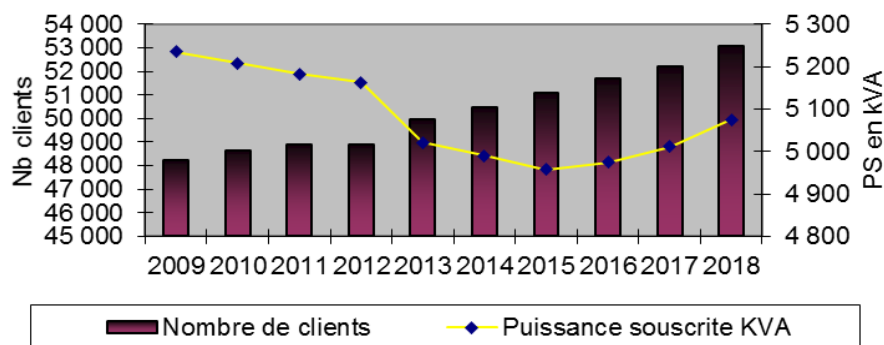
Après 3 années de baisse en raison de passage en LED sur plusieurs Communes de Tahiti Nord, les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent environ 2,1 % des ventes en basse tension restent stables, à environ 4,6 GWh vendus sur 2018.

Les ventes aux clients professionnels, qui représentent plus de 32 % des ventes basse tension, ont baissé de 1,7 %, bien qu'enregistrant près de 160 nouveaux contrats.

Les ventes en moyenne tension diminuent pour la seconde année consécutive avec une évolution à la baisse de 1,8 % en 2018 (-3,6 GWh) :

- baisse de même ampleur que l'année dernière, avec une évolution de -4 % des consommations de l'Hôpital du Taaoone (soit une réduction d'environ -1 GWh), lequel poursuit depuis 2016 des économies d'énergie de manière significative ;
- baisse globale des consommations des clients en moyenne tension (-2,6 GWh) si l'on exclut l'Hôpital du Taaoone, dont la consommation représente à elle seule plus de 11 % du total des ventes en moyenne tension. Cette diminution suit la tendance globale constatée sur 2018 et s'explique en partie par les économies d'énergie réalisées par nos clients, notamment certains supermarchés, au travers de l'installation de panneaux photovoltaïques. En 2018, on enregistre le raccordement de 9 installations de puissance entre 36 et 100 kWc, et 19 installations entre 10 et 36 kWc.

Nombre de clients et puissance souscrite



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

Contrats souscrits aux tarifs basse tension

Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension

variation / 2017 (*nombre de contrats*)

52 552 +1,6 % (+ 847 contrats)

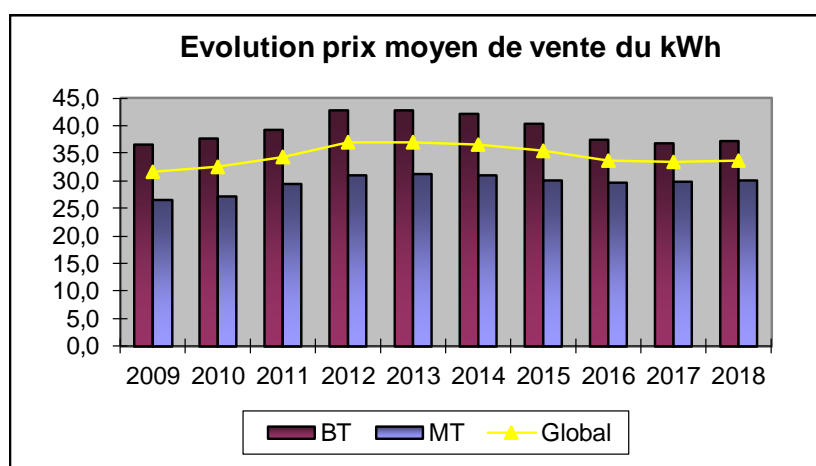
523 +1,2 % (+ 6 contrats)

53 075 +0,9 % (+ 853 contrats)

Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 3,9 % du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec près de 650 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Cette évolution naturelle est en partie liée à la migration continue des clients éligibles avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 3.3 kVA (15A) du tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le segment « petits consommateurs ». Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent aujourd'hui 33 % du nombre total d'abonnés ;
- la hausse de 2,7 % du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui représentent 11 % du nombre total d'abonnés, avec près de 160 contrats supplémentaires par rapport à 2017 ;
- après une baisse du nombre de clients moyenne tension de 0,8 % en 2017, augmentation en 2018 de 1,2 % (+6 contrats) du nombre de clients en moyenne tension, qui représentent 1 % du nombre total d'abonnés.

La puissance souscrite facturée s'élève à 5 068 706 kVA, soit une hausse modérée de 1,2% par rapport à 2017 en lien avec l'augmentation du nombre de contrats.



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

Tarifs basse tension

Tarifs moyenne tension

Soit Prix moyen de vente H.T au kWh

variation / 2017

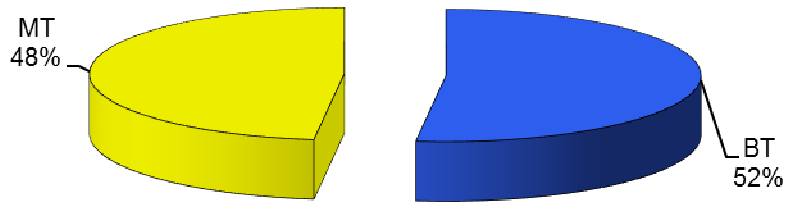
37,1 Fcp +1,1%

30,0 Fcp +0,9%

33,7 Fcp +1,0%

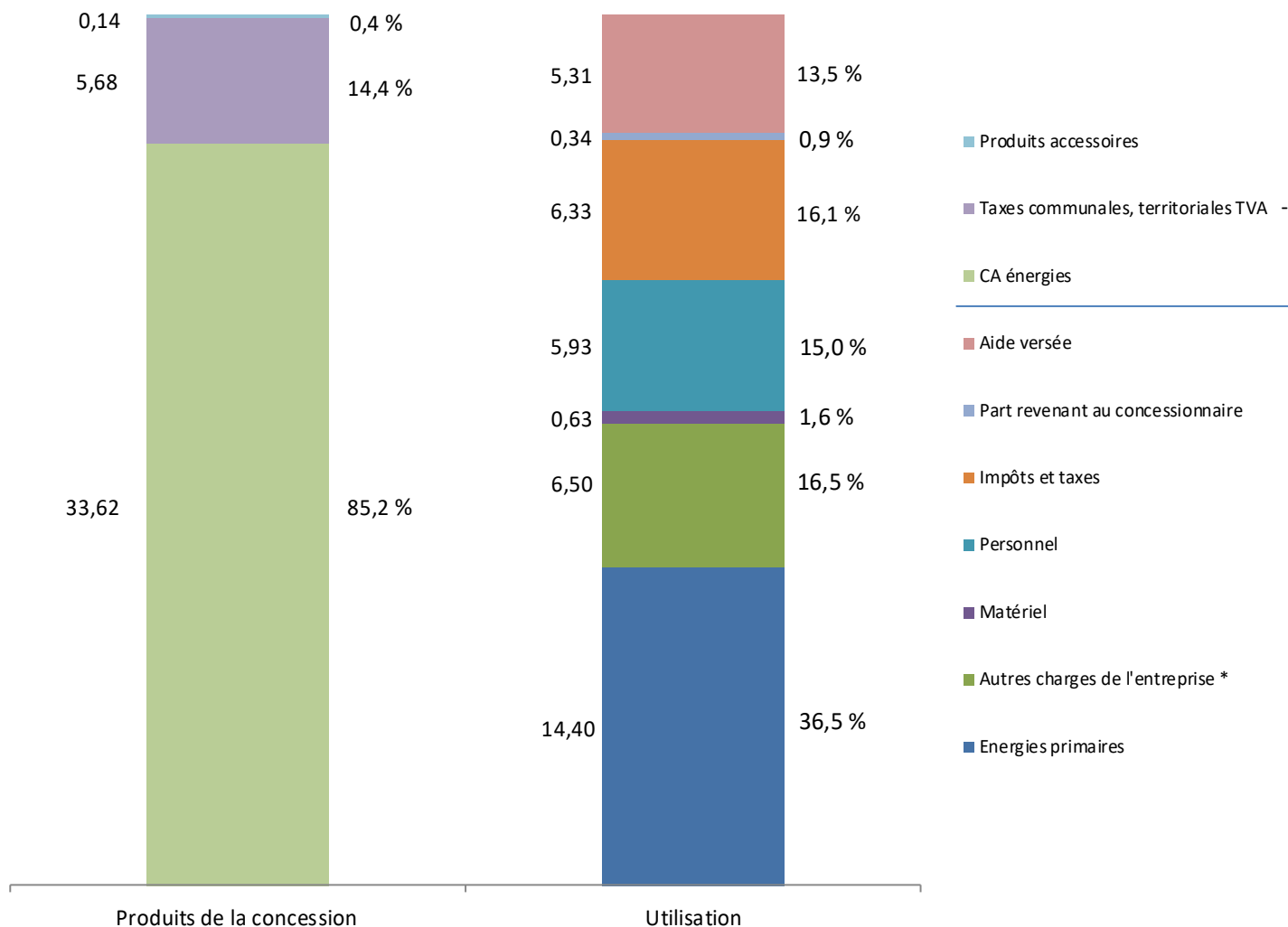
Le prix moyen de vente du kWh augmente de 1% et s'établit à 33,7 Fcp/kWh, en raison des hausses observées du prix moyen dans les tarifs basse tension (+1,1%) et moyenne tension (+0,9%).

Répartition des ventes BT / MT



La répartition entre les ventes en basse tension et en moyenne tension reste identique, avec 52% du volume global vendu en basse tension et 48% en moyenne tension.

Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord 2018 (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.

2.6 - Gestion des impayés

A fin 2018, le montant des créances d'énergie 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 31/12/18, était de 2,26 Milliards Cfp, ce qui représente 16 % du chiffre d'affaires énergie 2018, soit un délai de créances clients de 73 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 6 925 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 13% 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 169 clients par mois, soit 0,3% 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 2018, près de 12,9 Millions Cfp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tahiti Nord, soit moins de 0,1% des ventes d'énergie réalisées sur 2018.

2.7 - Services offerts à la clientèle

Mesure de la satisfaction clients

En 2018, EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation avec un taux global de satisfaction sur le service rendu de 98% (Figure 1) pour 76% des clients ayant contacté son Centre de Relation Clients (Figure 2).

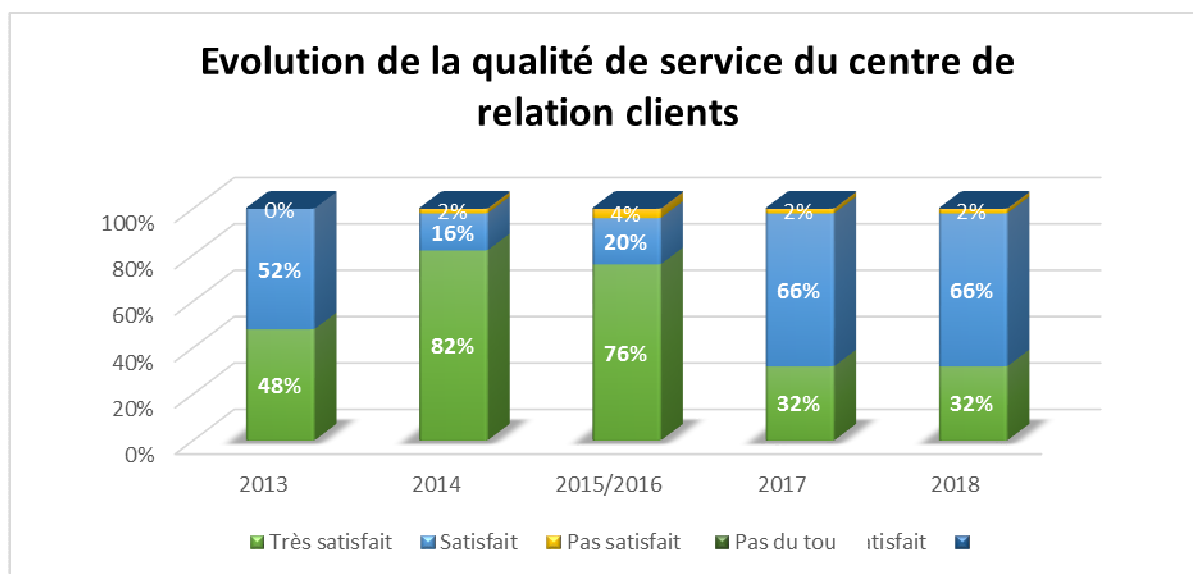


Figure 1 Campagne appels mystères

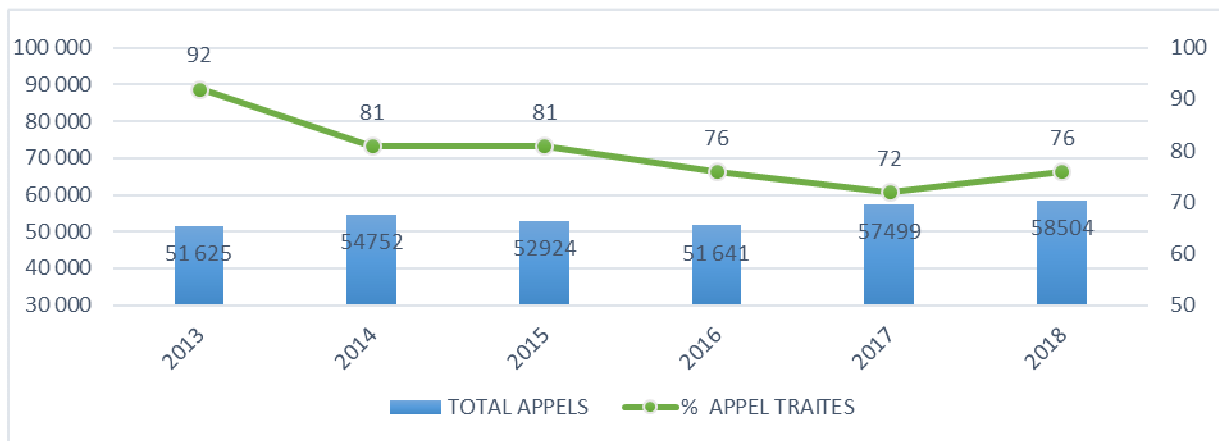


Figure 2 Suivi des appels du CRC EDT

Résultats de l'étude de satisfaction Tahiti

Par ailleurs, une étude de satisfaction spécifique à Tahiti, avec une décomposition entre les concessions du Nord et du Sud, a été menée par Alvea Consulting en fin d'année 2018 afin d'évaluer la performance du service et dans une volonté de constante amélioration de notre relation clientèle.

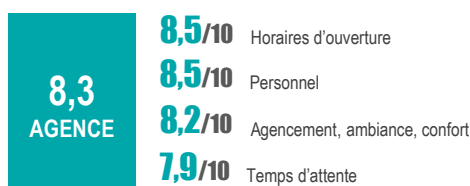
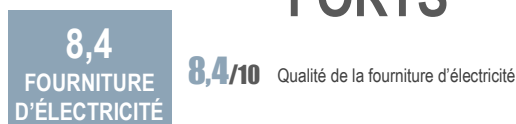
Alvea a mené des interviews téléphoniques sur un échantillon de 519 clients interrogés résidant dans les communes de la concession du Nord, représentatifs des quotas croisés selon la Commune associée, le tarif et le mode de paiement. Les différentes thématiques abordées concernent : les tarifs / factures ; l'agence ; le service téléphonique ; les opérations contractuelles ; les interventions techniques / dépannages ; etc.

En synthèse, le taux de satisfaction des clients de Tahiti Nord s'élève à **81%** dont 33% très satisfaits. Au global pour l'île de Tahiti, les points forts évoqués sont :

EN RÉSUMÉ



LES POINTS FORTS



Modes de règlement

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients. EDT propose de multiples accès à ses services et offre ainsi aux clients, la possibilité de régler leur facture selon plusieurs modalités :

- par prélèvement ou virement bancaire,
- en agence clientèle,
- à distance via l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf ». Sur Tahiti Nord, près de 15 000 clients sont connectés à l'agence en ligne,
- Par téléphone via le module de télévente du centre d'appels.

Depuis mai 2018, par borne de paiement dans les agences EDT de Puurai et Vaima pour les règlements en espèces, cartes bancaires Visa et privatives.

L'information clients par SMS

Le service INFOS SMS mis en service en 2011 reste un service très apprécié des clients, avec un taux global de 92% de clients satisfaits de ce service et 97% particulièrement satisfaits du service SMS Info Coupure pour travaux.

Le service SMS est un service rapide, simple et pratique pour le client qui dispose des informations importantes liées à son contrat d'énergie pour le SMS INFO facture, relance et coupure pour travaux sont les services les plus appréciés des clients.

Nombre de souscriptions Services SMS TAHITI NORD à fin 2018

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Tahiti Nord	33 059	19 741	31 863	20 973	31 428	137 064

Mise en place d'un agent conversationnel : Mareva

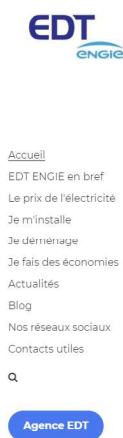


L'enquête lancée en 2017 auprès de notre clientèle « domestique » sur leurs usages numériques a relevé un besoin client sur la possibilité de poser des questions via Messenger (44%).

Le lancement du chat bot Mareva a été réalisé en février 2018 sur 3 domaines d'information proposés : commercial, technique et ressources humaines. Un an après son lancement, on enregistre plus de 2 200 utilisateurs abonnés et une évaluation moyenne de 3.47/5 de la qualité de service rendu par Mareva.

Lancement d'un blog : Maeva expat.com

La mise en place d'un blog au premier trimestre 2018 avait pour objectif de donner une juste information sur les particularités de la vie en Polynésie : le prix de l'électricité, les formalités administratives, les contacts utiles notamment. La cible première étant les expatriés : enseignants, fonctionnaires mutés en Polynésie.



2.8 - 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.

Parmi les offres de gestion, le service auto-relève est simple, facile et disponible 24h sur 24 et 7j sur 7. L'auto-relève permet de suivre et payer sa consommation au réel, en ajustant le plus exactement possible la facturation des clients à leur consommation mensuelle. Chaque mois, à date fixe, avant le jour de facturation indiqué sur la dernière facture, le client relève lui-même l'index de son compteur EDT et le communique soit par téléphone soit directement dans son espace client.

Des outils de maîtrise de la dépense énergétique sont également proposés sur le site de l'agence EDT tels que :

- La simulation de factures : grâce à des données de consommation, le client peut avoir une idée de sa facture jusqu'à sa visualisation en format PDF
- Bilan énergie : dorénavant proposé en espace public et en espace client, cet outil permet au client de se positionner sur ses habitudes de consommation. Il permet de 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.

3 - OBLIGATIONS DE SERVICE

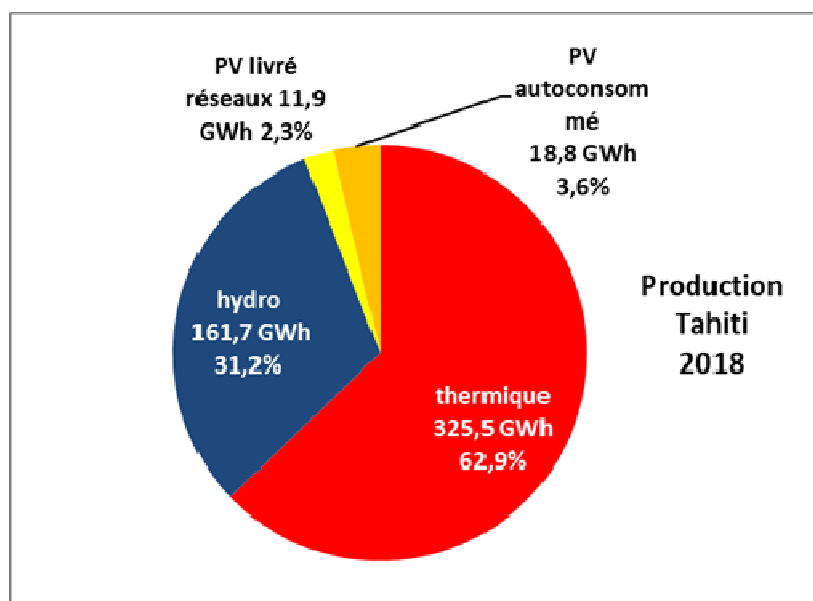
- Bilan technique
 - 3.1 Production
 - 3.2 Qualité de la fourniture
 - 3.3 Réseau de transport et de distribution
 - 3.4 Raccordement solaire
 - 3.5 Achat d'énergie solaire en kWh par tarif

Bilan technique Tahiti

3.1 – Production

total production 2018 à fin décembre	Tahiti		
	production	% sur total	% sur 2017
thermique nette	325,5 GWh	62,9%	2,3%
hydro acheté	161,7 GWh	31,2%	-6,3%
PV livré réseaux	11,9 GWh	2,3%	8,2%
Total	499,1 GWh		-0,5%
PV autoconsommé (estimé)	18,8 GWh	3,6%	3,6%
Total avec autoconsom.	517,9 GWh	100%	-0,4%
Ventes	470,9 GWh		-0,8%
rendement réseaux		94,4%	94,5%

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

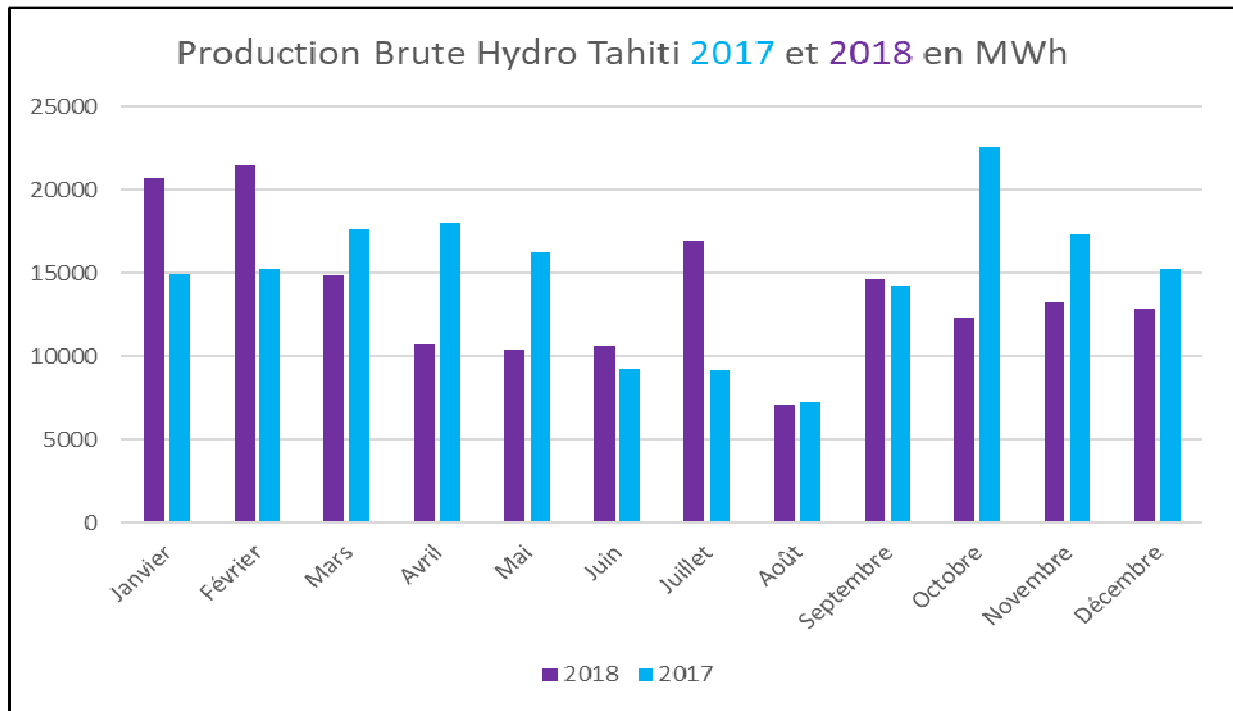


La production livrée aux réseaux en 2018 a été de 499.1 GWh, en baisse de 0.5 % sur 2017, et 517.9 GWh en tenant compte de l'autoconsommation.

La part des énergies renouvelables a été de 37.1 % principalement grâce à une production d'hydroélectricité de 161.7 GWh en production nette, -6.3 % sur 2017.

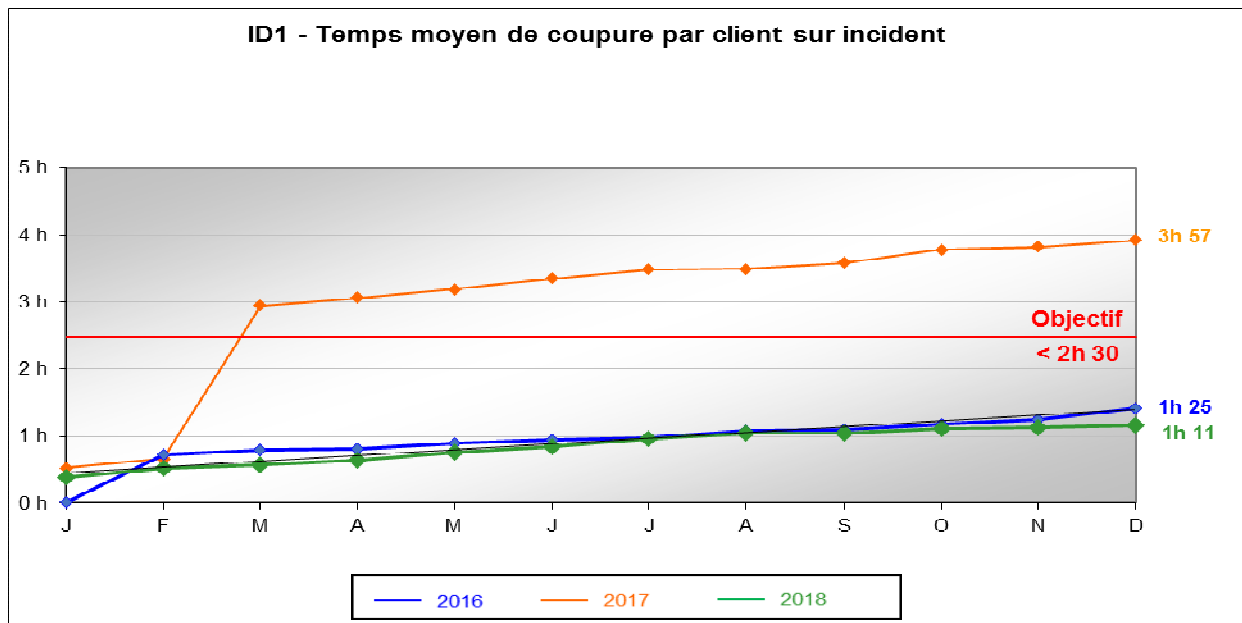
1928 installations solaires étaient raccordées en 2018 dont 1783 raccordements au nord et 145 raccordements au sud correspondant à un total de 30 MWc.

La production thermique nette a été en 2018 de 325.5 GWh, + 2.3 % sur 2017.



3.2 - Qualité de la fourniture

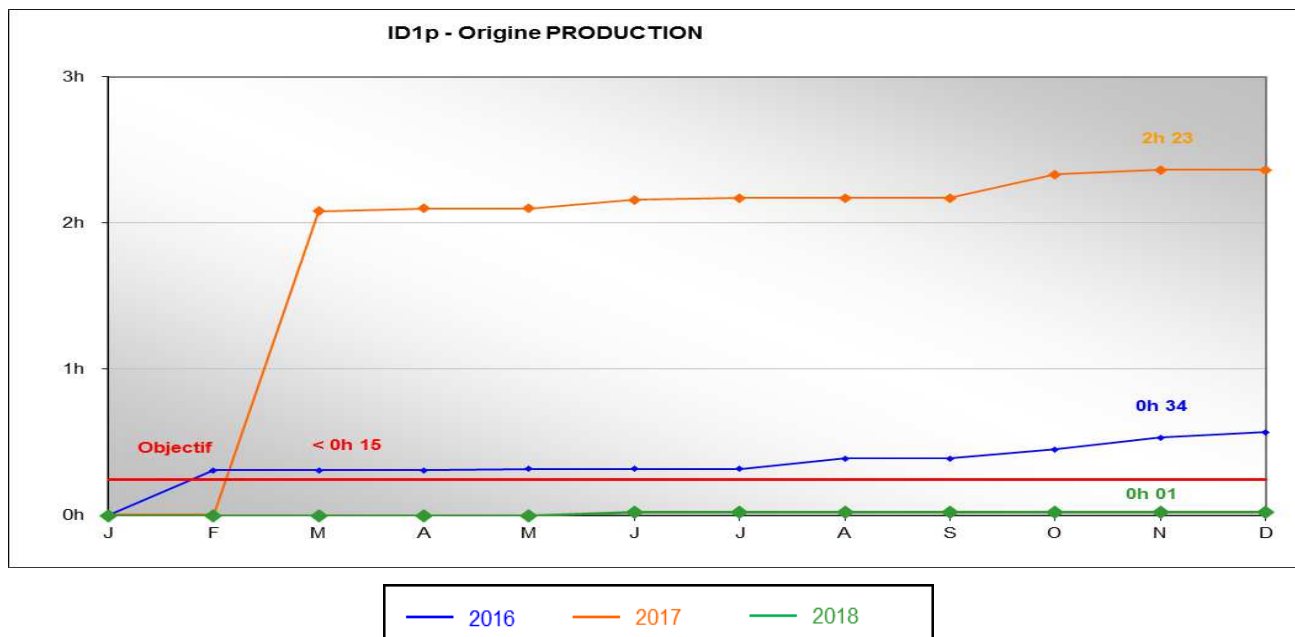
Le temps moyen de coupure global sur incidents de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2018, de 1h11mn.



L'analyse de ce temps de coupure par processus donne :

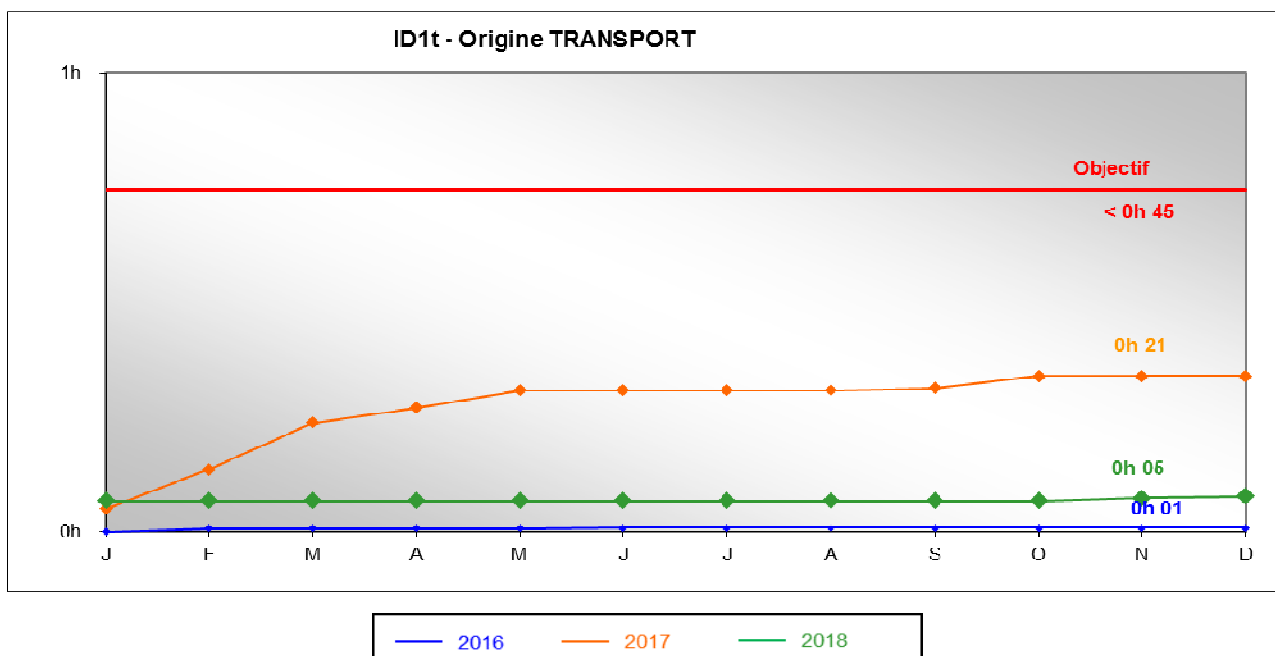
- Production : 1 minute
- Transport : 5 minutes
- Distribution : 1h et 5 minutes

Origine production : 1 minute



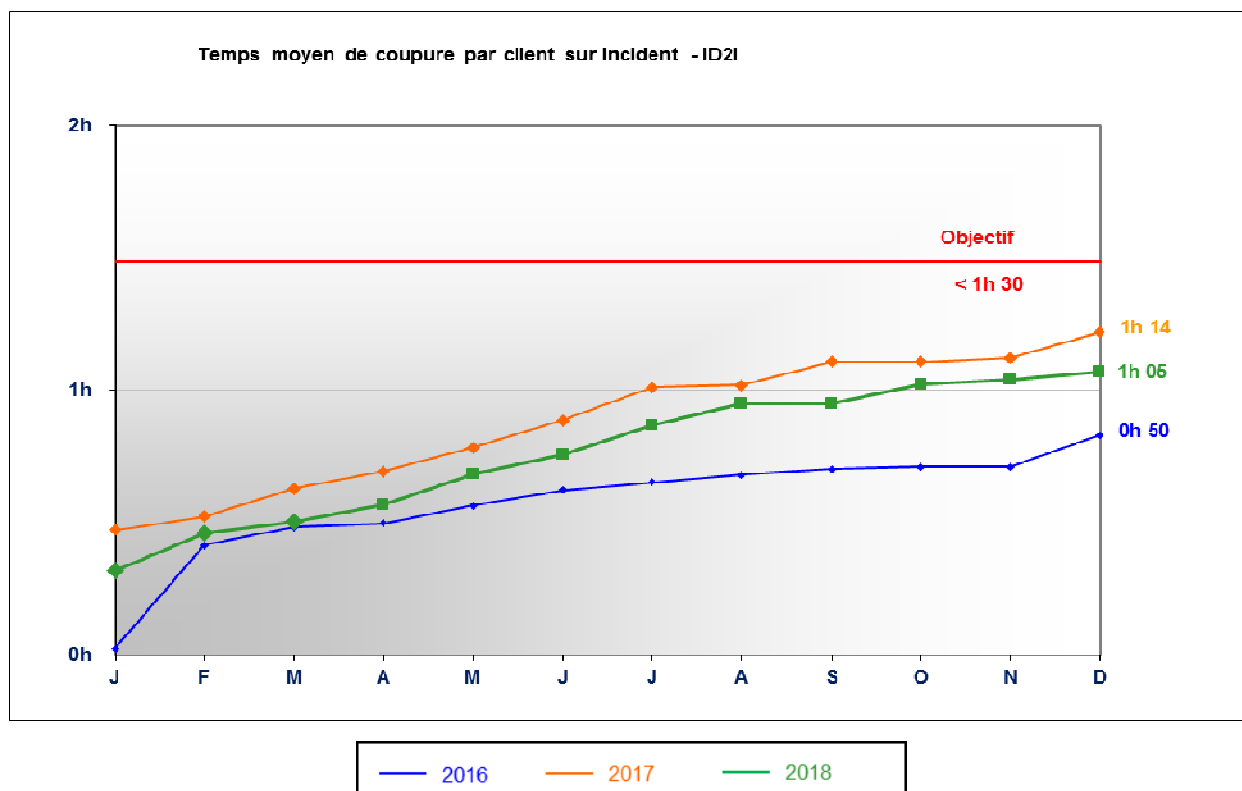
L'année 2018 est une année record en termes de temps moyen de coupure sur incident d'origine Production avec 1 minute.

Origine Transport : 5 minutes



Un impact de foudre est survenu le 27 Janvier 2018 sur la ligne Vaihiria 2 - Papenoo Sud. Les protections ont correctement fonctionné mais la perte de cette ligne n'a pas permis d'écouler 20MW d'hydroélectricité distribués sur la ville et il y a donc eu un délestage de 16 départs HTA.

Origine Distribution : 1h et 05 minutes



3.3 - Réseau de transport et de distribution

- **Contrat avec le réseau de transport TEP**

Le contrat de maintenance des ouvrages de Transport a été prolongé jusqu'au 31 Mai 2019. A fin décembre elle a été réalisée à 17% (5/30), la majeure partie des maintenances sera réalisée en Février 2019 puis finalisée de Mars à Mai en accord avec le planning de la production thermique, hydroélectrique et TEP.

Les contrats de conduite et d'exploitation se sont déroulés sans difficulté particulière.

- **Maintenance des réseaux de distribution**

Le programme de renouvellement des supports bois termités pour 2018 prévoit un renouvellement de 500 supports BT et 100 supports HT.

678 supports BT et 125 supports HT ont été réellement posés mais 671 supports BT et 90 supports HT ont été immobilisés (écart justifié par les encours des immobilisations concédées).

- **Incidents distribution**

Les incidents d'origine Distribution ont majoritairement été causés par des chutes d'arbres ou intempérie (37%), par des défauts d'élagage ou lianes grimpantes (25%), par des défaillances de matériel (câble souterrain termité par exemple) (20%), par des travaux tiers (11%), par des défauts non identifiés (il s'agit souvent de végétation sur les lignes HTA non retrouvée sur les lieux du défaut) (5%) et de mauvaises mises en œuvre (2%).

- **Traversées de route**

Mise aux normes des hauteurs de traversées de route : Nous avons démarré les travaux de rehausse de traversée de route avec 33 opérations de ce type réalisées sur l'année 2018.

Projets d'amélioration

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

Le projet a pour objectif de renforcer le transformateur 5 MVA actuel insuffisant et de scinder les équipements de distribution des concessions de Tahiti Nord du Sud. Le détail de l'opération est décrit dans la fiche programme qui a été jointe au rapport de 2017. Les consultations et les commandes du matériel ont été passées fin 2017 et le matériel a été livré courant 2018. Les travaux sont en attentes de la régularisation de l'accès au foncier et devraient être lancés courant 2019.

- **Remplacement transformateur 20 MVA du poste source de Vairaatoa par un 32 MVA**

Le poste source de Vairaatoa est actuellement équipé d'un transformateur 32 MVA et d'un autre de 20 MVA insuffisant pour suppléer une défaillance du premier. L'opération consiste à remplacer le transformateur 20 MVA par un 32 MVA, et de transférer le 20 MVA au poste de Punaruu afin de renforcer ce dernier. La consultation a été réalisée en 2017. Les travaux prévus initialement fin 2018 ont été décalés suite au retard du fournisseur du transformateur et sont décalés à Juillet 2019.

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

Suite au rachat des transformateurs 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 non redondants.

Les travaux de séparation ont été réalisés à hauteur de 90% au poste source de Tipaerui.

Diverses opérations de transfert ont été réalisées sur les autres postes sources, notamment sur Arue, Punaruu et Papenoo Aval. Les travaux sur Vairaatoa pourront être réalisés lors du remplacement du transformateur.

3.4 - Raccordement solaire

Concessions	au 31/12/2018		2018						
	Nombre d'installations	Somme puissance installée	Nombre de centrales raccordées	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif de rachat
Tahiti Nord	1 783	27 241	194	1 806	166	19	9	-	16

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	1 180 395	3 177 135	1 387 215	5 266 398	154 118

4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

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

4.1 - Principes de la comptabilité appropriée

La comptabilité appropriée a été mise en place par arrêté 2100 CM du 17 décembre 2016 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 2016.

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

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

Les grands principes qui la régissent sont :

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

4.1.1) – La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) – La séparation des services délégués

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

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur 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 2018 :

- 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

A ce titre, les lignes de produit sont identifiées dans le compte de résultat.

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

- **Compte de résultat analytique**
 - L'amortissement des droits incorporels (droits d'entrée et remboursement des emprunts) était intégré dans le coût des fonctions support de la concession concernée. Il est maintenant positionné dans les charges calculées du processus concerné (production ou distribution) quand l'information est disponible, sinon il est réparti sur ces deux processus au prorata des immobilisations brutes concédées.
 - Le chiffre d'affaires de la concession comprend, à partir de 2018, l'écart de prix payé par les salariés et retraités d'EDT par rapport au prix public. La contrepartie est inscrite en charges connexes aux salaires.

- Les pièces détachées pour les moteurs des îles, stockées à Tahiti, sont comptabilisées dans les stocks des concessions concernées pour les pièces spécifiques à une seule île. Pour les pièces communes à plusieurs îles, ces pièces sont réparties sur les concessions au prorata du nombre de moteurs.
- Les coûts relatifs à une concession sans pouvoir être affectés à un processus précis étaient répartis dans les processus de la concession au prorata du total des coûts de fonctionnement et maintenance. Ces coûts étant essentiellement composés de MO, ils sont maintenant répartis au prorata des temps pointés dans les différents processus de la concession.
- Lorsque le personnel non commercial directement affecté à la concession pointait en activité commerciale, aucun frais de support n'était calculé. La correction de cette anomalie a pour effet une augmentation des frais de support du processus commercial, intégralement compensé par une baisse sur les processus production et distribution. Cette correction ne concerne que les îles.

- **Bilan par concession**

- Les postes « autres créances » et « autres dettes » ont été modifiés comme suit :
 - o Cptes d'avances au personnel : au lieu d'être saisis sur la concession « Tahiti Nord », ces comptes sont maintenant répartis au prorata de la masse salariale.
 - o Cptes TVA : au lieu d'être saisis sur la concession « Tahiti Nord », ces comptes sont maintenant répartis au prorata du nombre de kWh vendus par concession.
- Les droits incorporels (droits d'entrée et remboursement des emprunts) étaient comptabilisés en immobilisations privées. En 2018, ces droits sont inscrits dans les immobilisations concédées et affectés au processus concerné (production ou distribution) quand l'information est disponible, sinon ce droit est reparti sur ces deux processus au prorata des immobilisations brutes concédées.

4.1.8) – Le principe de détermination des charges économiquement calculées

Le concessionnaire a mis en place sur 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.

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	15 520 386
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	92 498 362
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de ENGIE	53 390 231
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de ENGIE	9 424 767

Marama Nui

Libellé	Description	00
Achat de l'hydroélectricité.	EDT achète de l'hydroélectricité à MN, au prix de 12,06K/kwh avant le 1er mars 2016 puis les tarifs ont changé par vallées soit 10 xpf pour Vaihiria, 12,66 xpf pour la Vaite, 13,18 xpf puis 13,65 xpf en sept pour Titaaviri, 10,10 xpf pour Faatautia, 13,82 xpf pour la haute PPNOO et 14,34 xpf pour la moyenne PPNOO.	1 920 748 495
Dispatching	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre MNui et EDT. Les activités assurées par EDT dans le cadre des prestations de la conduite sont les suivantes: * traitement des alarmes: signalement immédiat des alarmes qui le nécessitent au Chargé d'exploitation hydro * programmation des consignes de puissance hydroélectriques conformément au plan de charge prévisionnel * ajustement des consignes de puissance hydroélectriques en cas d'évolution météo	9 262 047
Refacturation de pneus	Refacturation de pneus pour un véhicule (ponctuel)	172 380
Refacturation d'un synchrocoupleur	Refacturation d'un synchrocoupleur (ponctuel)	326 337
Refacturation d'une carte analogique	Refacturation d'une carte analogique (ponctuel)	15 000

Electra

Libellé	Description	00
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	6 164 720
Redevance solaire	Electra est producteur d'énergie solaire, EDT lui facture la redevance autoproducteur conformément au jopf.	121 800
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.	137 625

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	1 170 565 363
Convention d'exploitation déléguée (art 7.1) - Dépenses engagées au titre de l'exploitation opérationnelle du réseau	Les prestations d'exploitations réalisés par EDR 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.	58 785 608
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	52 270 446
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 3% 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	4 365 818
Dispatching	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,	9 301 340

Autres parties liées

Libellé	Description	00
Polydiésél	Travaux sous-traités: production	162 780 808
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	423 651 428

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.	1 137 592 620
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. Montant mensuel de prestation + refacturation des prestations non forfaitaires selon un tarif horaire.	6 097 488
Prestations techniques d'exploitation réseaux	Les prestations non forfaitaires font l'objet d'une facturation spécifique suivant le tarif horaire de 9 471 F puis 9 619 F à compter du 1er juin 2018.	819 463
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. Le montant mensuel de ces prestations est de 1 446 292 xpf début 2018 puis 1 468 901 xpf dès juin 2018.	17 513 767
Prestations techniques de maintenance	Les prestations de maintenance curative sont facturées en fonction des heures effectuées, au taux horaire de 9 525 xpf puis 9 674 xpf à compter du 1er juin 2018.	17 326 045
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.	17 958 438

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.

En rappelant :

- que depuis 1991 et en l'absence de système de péréquation externe, l'équilibre financier des concessions d'EDT s'apprécie dans leur globalité ;

- que l'avenant 17 a introduit un revenu autorisé spécifique par concession et activité permettant l'obtention d'une marge spécifique par concession et activité ;
- que l'application de cette nouvelle formule était différée à la mise en place de la péréquation laquelle faisait partie des accords ayant conduit à la signature du dit avenant ;
- que le nouveau gouvernement a différé la mise en place de la péréquation et refusé la mise en application de la nouvelle formule et de ses revenus autorisés,

Il en découle que l'individualisation de marges spécifiques par concession et activité oblige à 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'objectivation de la marge a été formalisée sur le compte de résultat de la concession,

- en pourcentage du total des produits (revenu autorisé et produits des activités annexes) ;
- pour la concession par comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.

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

N/A

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 CA énergie péréqué de la concession :

Le CA péréqué de chaque concession est égal au CA facturé aux clients de la concession, corrigé de l'écart en pourcentage, sur l'ensemble des concessions d'EDT, entre le Revenu autorisé et le CA facturé aux clients.

Sur 2017 et en raison de la contestation par la Polynésie de l'applicabilité du « revenu autorisé », le « CA péréqué » est obtenu par la répartition par activité et concession, du CA facturé sur l'ensemble des concessions gérées par EDT, au prorata du « revenu autorisé » de chaque activité et 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 1,679% (- 0,321 % + 2 %)
 - le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,204 % (-0,321 % + 1 % + 0,525 % 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.

Afin d'améliorer la compréhension des frais de supports du compte de résultat par activité, les modifications suivantes ont été apportées au tableau de présentation ci-dessous :

- Les valeurs « Montants répartis dans les concessions » et « Montants répartis sur la concession » ne prenaient pas en compte les activités annexes (Travaux vendus et travaux immobilisés). Ces coûts sont maintenant intégrés.
- Les frais de supports « internes » à l'île ont été 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 ».

Ces 3 points permettent de justifier les postes « Fonctions supports » et « Frais de siège » du compte de résultat par activité.

Le coût du service exploitation des îles est entièrement reporté dans les supports externes depuis 2018 alors qu'antérieurement une partie était comptabilisée en supports internes.

Détail des frais répartis 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	1 388,5	1 177,5			755,5	Voir les clés définies en 4.2.1.	100%	64%
Exploitation des îles	297,6	297,5	0,1	0,0	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	957,6	0,3
Clientèle îles	38,0	38,0				Nombre d'abonnés îles	24 325	
Exploitation hydro	82,2	22,1	20,6	-0,1	20,5	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	7,8	7,2
Exploitation réseau Tahiti	365,7	365,3	358,3	-1,7	356,6	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	398,9	391,3
Exploitation thermique Tahiti	351,2	351,2	351,2		351,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	526,0	526,0
Suivi et développement	69,6	69,5	44,5	1,5	46,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	76,9	49,2
Travaux production	45,3	38,1	16,1	-0,7	15,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	21,7	9,2
Travaux réseau	97,2	92,7	71,8	-5,6	66,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	83,2	64,5
Dispatching	27,0	27,0	27,0		27,0	Longueur de réseau HTA	70,6	70,6
Clientèle Tahiti	110,3	89,6	89,6		89,6	Nombre d'abonnés Tahiti	53 075	53 075
Relève Intervention Branchement	252,7	240,2	238,7	-0,2	238,5	Temps pointé par la cellule	133,1	132,2
Sce à l'énergie - Raccordements solaires	12,2	12,2	12,2		12,2	100% Tahiti	1,0	1,0
Gestion administrative du solaire	38,1	35,5	32,0		32,0	Contrats solaires	1 976	1 783
Service Grand compte	53,8	48,5	31,4	0,5	31,9	Contrats grands comptes	5 150	3 333
Marketing & E-services	55,4	47,8	32,8		32,8	Nombre d'abonnés	77 399	53 075
Reseau Tahiti Sud	59,6	1,9	1,8	0,1	1,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	1,6	1,5
Comptabilité client et recouvrement	1,2	1,0	0,7		0,7	Nombre d'abonnés	77 399	53 075
Magasins	27,0	26,2	19,8		19,8	Sorties de stock valorisées	1 284 413,0	971 339,0
Total support externe					1 342,4			
Support interne de l'île								
Total Support					1 342,4			

(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.

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Tahiti Nord	
	2018	2017
Immobilisations concédées *	42 305 271 575	41 941 007 055
- Production	19 969 865 066	19 894 334 050
- Distribution	22 335 406 509	22 046 673 005
Immobilisations privées	3 043 761 020	2 952 585 483
Immobilisations en-cours	826 612 527	816 219 986
- Production	212 965 424	219 995 244
- Distribution	471 845 468	403 712 486
- Privées	141 801 635	192 512 256
Avances et acomptes	178 542 075	178 542 075
Total immobilisations brutes	46 354 187 197	45 888 354 599
Amortissements et provisions **	-32 975 031 418	-29 089 974 569
- Production	-15 267 128 960	-15 084 931 052
- Distribution	-15 141 630 073	-11 492 294 599
- Privés	-2 566 272 385	-2 512 748 918
Immobilisations nettes	13 379 155 779	16 798 380 030
Stock	2 308 834 920	2 523 730 100
Créances clients	3 595 215 707	3 529 709 118
Autres créances	594 429 709	242 953 341
Charges constatées d'avance	35 115 495	0
Provisions pour dépréciation	-547 496 182	-492 430 870
Stock et créances nets	5 986 099 649	5 803 961 689
Compte courant du concessionnaire	10 201 201 918	12 289 929 978
TOTAL ACTIF	29 566 457 346	34 892 271 697

* Immobilisations concédées

	2018	2017
Production		
Concessionnaire	18 847 788 194	18 772 510 296
Concessionnaire - Droit incorporel	253 118	
Total concessionnaire	18 848 041 312	18 772 510 296
Total Tiers et concédant	1 121 823 754	1 121 823 754
Total au bilan	19 969 865 066	19 894 334 050

	2018	2017
Distribution		
Concessionnaire	18 383 489 306	17 969 303 037
Concessionnaire - Droit incorporel	246 882	
Total concessionnaire	18 383 736 188	17 969 303 037
Tiers et concédant	3 951 670 321	4 077 369 968
Total au bilan	22 335 406 509	22 046 673 005

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)
- en distribution : pour amener la valeur nette des biens au montant de l'indemnité de reprise s'y rapportant.

Rq : la valeur économique des biens figure dans le chapitre de ce rapport dédié au patrimoine géré.

Les amortissements techniques pour ordres pratiqués sur les biens non renouvelables financés par le concessionnaire figurant dans les comptes sociaux :

- à l'actif en "amortissement et provisions"
- au passif en "droit du concédant exigible en nature : amortissements techniques pour ordre"

ont été annulés à l'actif et au passif des comptes du rapport du délégataire pour simplifier la lecture du bilan.

2 Les provisions relatives au renouvellement des biens de distribution sont comptabilisées en amortissement à l'actif en 2018.

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Tahiti Nord	
	2018	2017
Résultat	224 841 427	863 712 325
Capitaux propres	224 841 427	863 712 325
Droits des tiers et concédants apports gratuit	2 170 212 811	2 191 911 712
- Production	390 764 600	434 182 888
- Distribution	1 779 448 211	1 757 728 824
Droits des concédants PRU	0	0
Amortissements techniques pour ordre	0	0
Droits du concédant exigible en nature	2 170 212 811	2 191 911 712
Caducité	7 409 086 249	8 026 510 103
- Distribution	7 409 086 249	8 026 510 103
Autres provisions	1 608 438 648	5 949 544 887
- PIDR	725 418 847	676 851 063
- Autres provisions	883 019 801	5 272 693 824
Provision pour risques et charges	9 017 524 897	13 976 054 990
Emprunts et dettes financières	0	65 000
- Emprunts	0	65 000
Clients - avances sur consommation	675 336 830	667 245 703
Fournisseurs	2 598 523 584	2 445 676 742
Dettes fiscales et sociales	1 843 412 010	2 149 690 603
Passif de renouvellement	12 865 260 126	12 440 363 378
- Production	12 431 664 529	12 191 200 653
- Distribution	433 595 596	249 162 726
Autres dettes	67 711 539	34 586 784
Produits constatés d'avance	103 634 122	122 964 460
Emprunts et dettes	18 153 878 211	17 860 592 670
TOTAL PASSIF	29 566 457 346	34 892 271 697

3 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 2017			Tahiti Nord 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1 Puissance maximale majorée	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 366 655 861	69 810 687	2 436 466 548	2 232 227 262		2 232 227 262
	- UO UP1 : Puissance maximale majorée -1	111 623,00		111 623	109 940,95		109 941
	- Forfait FP1	22 171		22 171	22 217		22 217
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-2 067 861 186	-56 186 904	-2 124 048 090	-1 907 859 645	-4 708 579	-1 912 568 224
	par UO : Puissance maximale majorée	-18 525		-19 029	-17 353		-17 396
	- Maintenance	-697 467 080	-15 751 534	-713 218 614	-584 894 016	8 253 039	-576 640 977
	- AC	-76 518 425	-37 705 873	-114 224 299	-68 703 939		-68 703 939
	- ACE	-144 067 427		-144 067 427	-135 596 280	-43 311 362	-178 907 642
	- MO	-450 213 693	-1 021 247	-451 234 941	-351 003 278	-14 377 697	-365 380 974
	- AUTRES	-26 667 535	22 975 587	-3 691 948	-29 590 519	65 942 097	36 351 578
	- Conduite et Fonctionnement	-291 318 108	-44 868 214	-336 186 322	-287 447 468	-16 737 004	-304 184 472
	- AC	-5 237 826		-5 237 826	-3 644 433		-3 644 433
	- ACE	-151 319 333	-4 164 188	-155 483 521	-142 683 586	-2 496 372	-145 179 958
	- MO	-1 682 682	-28 053 787	-29 736 469	-661 001	-14 240 632	-14 901 633
	- AUTRES	-133 078 267	-12 650 239	-145 728 506	-140 458 448		-140 458 448
	- Amortissement des actifs de concession	-465 529 061		-465 529 061	-483 345 958		-483 345 958
- Dotation amortissement biens au bilan	-252 944 324		-252 944 324	-268 589 393		-268 589 393	
- Dotation / reprise de lissage	-212 584 737		-212 584 737	-210 223 451		-210 223 451	
- Ecart charges lissées				-4 533 113		-4 533 113	
- Quote part des activités support affectées	-613 546 936	4 432 843	-609 114 093	-552 172 203	3 775 386	-548 396 816	
- Fonctions supports	-367 276 166	-56 429 629	-423 705 795	-279 414 299	-5 974 657	-285 388 956	
- Frais de siège	-246 270 770	60 862 472	-185 408 299	-272 757 904	9 750 044	-263 007 860	
P2 Charges variables de production	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	726 889 743	21 441 509	748 331 251	697 828 955		697 828 955
	- UO UP2 : kWh produits sortie de centrale -1	280 999 233		280 999 233	281 245 535		281 245 535
	- Forfait FP2	2,705		2,705	2,715		2,715
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-620 919 714	96 932 563	-523 987 152	-666 622 709	1 242 911	-665 379 798
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,210		-1,865	-2,370		-2,366
	- Maintenance	-526 284 346	91 230 195	-435 054 151	-546 911 953		-546 911 953
	- AC	-374 921 534		-374 921 534	-456 546 871		-456 546 871
	- ACE	-81 491 569		-81 491 569	-85 922 390		-85 922 390
	- MO	-122 396 754		-122 396 754	-134 403 997		-134 403 997
- AUTRES (provision rév groupes...)	52 525 511	91 230 195	143 755 706	129 961 305		129 961 305	
- Traitement des effluents	-21 116 895		-21 116 895	-21 560 673		-21 560 673	
- Quote part des activités support affectées	-73 518 474	5 702 368	-67 816 106	-98 150 082	1 242 911	-96 907 171	
- Fonctions supports	-50 444 706		-50 444 706	-63 379 598		-63 379 598	
- Frais de siège	-23 073 768	5 702 368	-17 371 400	-34 770 484	1 242 911	-33 527 574	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	3 387 602 063	99 926 158	3 487 528 221	3 641 002 024		3 641 002 024
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	12,06		12,41	12,95		12,95
	- Consommations	-3 543 798 601		-3 543 798 601	-3 984 074 078		-3 984 074 078
	- Fioul	-3 201 088 101		-3 201 088 101	-3 605 057 145		-3 605 057 145
	- Gasoil	-207 973 086		-207 973 086	-248 568 348		-248 568 348
- Huile	-112 820 927		-112 820 927	-119 541 509		-119 541 509	
- Urée	-21 916 487		-21 916 487	-10 907 077		-10 907 077	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000		888 000	888 000		888 000
	- Coûts directs	-1 572 396		-1 572 396			
	- AC						
	- ACE	-319 075		-319 075			
	- MO						
	- AUTRES	-1 253 321		-1 253 321			
	- Quote part des activités support affectées	-847 615		-847 615	-82 337		-82 337
	- Fonctions supports	-847 615		-847 615	-82 337		-82 337
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES	828 067 357		828 067 357	940 219 387		940 219 387
	- Coûts sur revente energie	-694 058 706	-67 066 502	-761 125 208	-864 846 233	-414 028	-865 260 262
	MARGE AVANT IS	134 008 651	-67 066 502	66 942 149	75 373 153	-414 028	74 959 125
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	202 163 282		202 163 282	183 353 853		183 353 853
- Coûts directs	-210 900 155		-210 900 155	-186 349 758		-186 349 758	
- AC	-148 689 432		-148 689 432	-148 137 145		-148 137 145	
- ACE	-49 956 745		-49 956 745	-46 619 715		-46 619 715	
- MO	-12 253 978		-12 253 978	8 407 102		8 407 102	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-4 046 554		-4 046 554	2 995 905		2 995 905	

Tahiti Nord 2017		
Récurrent	Non récurrent	Total

Tahiti Nord 2018		
Récurrent	Non récurrent	Total

SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE			
TOTAL DES PRODUITS	7 512 266 306	191 178 354	7 703 444 660
MARGE AVANT IS	368 261 379	164 857 510	533 118 889
- I.S.	-168 301 088	-75 342 406	-243 643 494
- IS report déficitaire 2017 / 2018			
MARGE NETTE CONCESSION	199 960 291	89 515 104	289 475 395
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	169 966 247	76 087 838	246 054 086
En % des produits	2%	-40%	3%

7 695 519 481		7 695 519 481
88 680 626	-3 879 696	84 800 930
-52 800 205	2 309 961	-50 490 244
35 880 421	-1 569 736	34 310 686
30 498 358	-1 334 275	29 164 083
0%		0%

TRANSPORT				
T	REVENU AUTORISE :	974 154 991	28 735 242	1 002 890 233
	Par kWh xxx			
	- Redevance TEP	-1 018 666 257		-1 018 666 257
	MARGE AVANT IS	-44 511 266	28 735 242	-15 776 024
	- I.S.	20 342 330	-13 132 446	7 209 884
	- Fonctions supports			
	MARGE NETTE CONCESSION	-24 168 936	15 602 797	-8 566 139
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-20 543 596	13 262 377	-7 281 218
	En % des produits	-2%	-46%	-1%

1 039 637 348		1 039 637 348
-1 137 596 789		-1 137 596 789
-97 959 441		-97 959 441
58 324 786		58 324 786
-39 634 655		-39 634 655
-33 689 457		-33 689 457
-3%		-3%

DISPATCHING				
D1	REVENU AUTORISE :	86 398 592	2 548 552	88 947 144
	- UO UD1 : longueur des réseaux HTA -1	576		576
	- Forfait FD1	156 933,00		156 933
	COUTS DU DISPATCHING	-101 136 570	3 253 220	-97 883 350
	- Conduite et Fonctionnement	-50 141 768		-50 141 768
	- AC			
	- ACE			
	- MO	-62 494 619		-62 494 619
	- AUTRES	7 682 770		7 682 770
	- REVENTE SECOSUD	4 670 081		4 670 081
	- Amortissement des actifs de concession	-3 613 318		-3 613 318
	- Dotation amortissement biens au bilan	-2 369 825		-2 369 825
	- Dotation / reprise de lissage	-1 243 493		-1 243 493
	- Quote part des activités support affectées	-47 381 484	3 253 220	-44 128 264
	- Fonctions supports	-34 217 822		-34 217 822
	- Frais de siège	-13 163 662	3 253 220	-9 910 442

82 617 562		82 617 562
576		576
157 030,00		157 030
-90 152 167	515 736	-89 636 431
-46 748 669		-46 748 669
-70 068		-70 068
-55 979 941		-55 979 941
9 301 340		9 301 340
-7 594 802		-7 594 802
-6 351 309		-6 351 309
-1 243 493		-1 243 493
-35 808 696	515 736	-35 292 960
-21 380 970		-21 380 970
-14 427 726	515 736	-13 911 990

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS			
	24 278 396		24 278 396	
	- Coûts directs			
	- AC			
	- ACE			
	- MO			
	- AUTRES	-13 139 774		-13 139 774
	- Quote part des activités support affectées	-8 866 280	328 650	-8 537 630
	- Fonctions supports	-7 536 449		-7 536 449
	- Frais de siège	-1 329 831	328 650	-1 001 181
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES				
47 106 578		47 106 578		
- Coûts directs				
- AC	-24 859 991		-24 859 991	
- ACE	-18 414 752		-18 414 752	
- MO	-1 858 383		-1 858 383	
- AUTRES				
- Quote part des activités support affectées	-1 981 777		-1 981 777	

26 775 814		26 775 814
-14 645 084		-14 645 084
-14 645 084		-14 645 084
-7 368 079	53 957	-7 314 122
-5 858 642		-5 858 642
-1 509 437	53 957	-1 455 480
26 341 533		26 341 533
-25 910 772		-25 910 772
-7 775 890		-7 775 890
-15 439 962		-15 439 962
-2 694 920		-2 694 920
-1 186 482		-1 186 482

SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING			
TOTAL DES PRODUITS	157 783 566	2 548 552	160 332 118
MARGE AVANT IS	-12 473 961	6 130 421	-6 343 539
- I.S.	5 700 791	-2 801 696	2 899 095
- IS report déficitaire 2017 / 2018			
MARGE NETTE CONCESSION	-6 773 170	3 328 725	-3 444 445
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	-5 757 194	2 829 416	-2 927 778
En % des produits	-4%	-111%	-2%

135 734 909		135 734 909
-3 527 674	569 692	-2 957 982
2 100 368	-339 193	1 761 174
-1 427 306	230 499	-1 196 807
-1 213 210	195 924	-1 017 286
-1%		-1%

Tahiti Nord 2017		
Récurrent	Non récurrent	Total

Tahiti Nord 2018		
Récurrent	Non récurrent	Total

DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	1 642 955 248	48 463 250	1 691 418 498	1 592 587 423		1 592 587 423
		- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	1 488		1 488	1 506	
	- Forfait FD2	1 154 587		1 154 587	1 157 333		1 157 333
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-1 032 800 498	67 221 522	-965 578 975	-1 054 661 904	11 716 864	-1 042 945 040
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-694 086		-648 911	-700 425		-692 644
	- Maintenance	-615 287 910		-615 287 910	-574 623 695		-574 623 695
	- AC	-55 555 410		-55 555 410	-31 201 856		-31 201 856
	- ACE	-178 746 926		-178 746 926	-183 421 972		-183 421 972
	- MO	-382 019 177		-382 019 177	-359 981 929		-359 981 929
	- AUTRES	1 033 603		1 033 603	-17 938		-17 938
	- Conduite et Fonctionnement	14 301 237		14 301 237	-39 784 827		-39 784 827
	- AC	-2 986 193		-2 986 193	-4 768 660		-4 768 660
	- ACE	-8 689 463		-8 689 463	-12 895 549		-12 895 549
	- MO	-1 423 531		-1 423 531	-10 496 252		-10 496 252
	- AUTRES	27 400 424		27 400 424	-11 624 366		-11 624 366
	- Amortissement des actifs de concession	238 325 601		238 325 601	229 455 339		229 455 339
	- Reprise Provision pour Renouvellement		3 810 808 773	3 810 808 773			
	- Dotation provision pour risque		-3 810 808 773	-3 810 808 773			
	- Reprise lissée caducité	617 423 854		617 423 854	617 423 854		617 423 854
	- Dotation amortissement biens au bilan	-458 886 311		-458 886 311	-169 813 126		-169 813 126
	- Dotation / reprise de lissage	-247 919 233		-247 919 233	-215 294 694		-215 294 694
	- Reprise provision pour risque	327 707 290		327 707 290			
	Ecart charges lissées				-2 860 695		-2 860 695
	- Quote part des activités support affectées	-670 139 425	67 221 522	-602 917 903	-669 708 721	11 716 864	-657 991 857
	- Fonctions supports	-398 137 720		-398 137 720	-341 928 924		-341 928 924
	- Frais de siège	-272 001 705	67 221 522	-204 780 183	-327 779 797	11 716 864	-316 062 933

ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	33 488 902		33 488 902	31 606 676		31 606 676
		PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	505 766 199		505 766 199	522 485 033	
	- Coûts directs	-369 284 396		-369 284 396	-319 462 514		-319 462 514
	- AC	-176 350 592		-176 350 592	-167 490 362		-167 490 362
	- ACE	-123 456 231		-123 456 231	-114 408 183		-114 408 183
	- MO	-76 243 893		-76 243 893	-92 299 518		-92 299 518
	- AUTRES	6 766 320		6 766 320	54 735 549		54 735 549
	- Quote part des activités support affectées	-125 175 565	929 153	-124 246 412	-146 370 934	339 832	-146 031 102
	- Fonctions supports	-121 415 889		-121 415 889	-136 864 106		-136 864 106
	- Frais de siège	-3 759 676	929 153	-2 830 523	-9 506 828	339 832	-9 166 996
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	730 601 297		730 601 297	750 376 654		750 376 654
	- Coûts directs	-623 417 954		-623 417 954	-662 368 168		-662 368 168
	- AC	-282 466 353		-282 466 353	-296 613 320		-296 613 320
	- ACE	-246 256 893		-246 256 893	-270 982 056		-270 982 056
	- MO	-83 354 131		-83 354 131	-83 029 168		-83 029 168
	- AUTRES	-11 340 577		-11 340 577	-11 743 624		-11 743 624
	- Quote part des activités support affectées	-132 251 929		-132 251 929	-112 791 175		-112 791 175

SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION

TOTAL DES PRODUITS	2 912 811 646	48 463 250	2 961 274 896	2 897 055 786		2 897 055 786
MARGE AVANT IS	629 881 305	116 613 925	746 495 230	601 401 091	12 056 697	613 457 787
- I.S.	-287 865 399	-53 294 349	-341 159 748	-358 072 582	-7 178 525	-365 251 107
- IS report déficitaire 2017 / 2018						
MARGE NETTE CONCESSION	342 015 906	63 319 576	405 335 482	243 328 508	4 878 172	248 206 681
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	290 713 520	53 821 640	344 535 160	206 829 232	4 146 446	210 975 679
En % des produits	10%	-111%	12%	7%		7%

		Tahiti Nord 2017			Tahiti Nord 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	9 423 611 499	251 661 176	9 675 272 675	9 589 755 658		9 589 755 658
	- Achat d'électricité d'origine thermique	6 481 147 667	191 178 354	6 672 326 020	6 571 058 241		6 571 058 241
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	1 756 783 995	51 820 926	1 808 604 921	1 556 530 592		1 556 530 592
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	293 647 431	8 661 897	302 309 327	291 601 462		291 601 462
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE	199 034 662		199 034 662	230 345 976		230 345 976
	- Autres revente à TSE/Tumaraa	692 997 744		692 997 744	940 219 387		940 219 387
	COUTS D'ACHAT	-9 520 815 674	-190 038 478	-9 710 854 152	-9 763 895 210		-9 763 895 210
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-7 174 145 410	-191 178 354	-7 365 323 764	-7 511 277 628		-7 511 277 628
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-2 020 855 771	1 139 875	-2 019 715 895	-1 925 137 252		-1 925 137 252
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-18 749 671		-18 749 671	-8 402 829		-8 402 829
- Achat d'électricité d'origine solaire	-307 064 822		-307 064 822	-319 077 501		-319 077 501	
GESTION ADMINISTRATIVE	-6 259 490	568 403	-5 691 087	-25 988 177	211 602	-25 776 575	
- Produits de la Redevance solaire	16 185 763		16 185 763	17 438 150		17 438 150	
- Coûts de Fonctionnement	-2 967 134		-2 967 134	-4 903 582		-4 903 582	
- AC				464 400		464 400	
- ACE	-2 930 707		-2 930 707	-3 988 402		-3 988 402	
- MO	-54 828		-54 828	-1 070 128		-1 070 128	
- AUTRES	18 401		18 401	-309 452		-309 452	
- Quote part des activités support affectées	-19 478 119	568 403	-18 909 716	-38 522 745	211 602	-38 311 143	
- Fonctions supports	-17 178 162		-17 178 162	-32 603 157		-32 603 157	
- Frais de siège	-2 299 957	568 403	-1 731 554	-5 919 588	211 602	-5 707 986	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	18 537 048		18 537 048	12 957 098		12 957 098
	- Coûts directs	-4 275 177		-4 275 177	-10 484 772		-10 484 772
	- AC	-1 894 784		-1 894 784	-4 097 687		-4 097 687
	- ACE	-501 600		-501 600	-423 628		-423 628
	- MO	-8 953 306		-8 953 306	-10 239 745		-10 239 745
	- AUTRES	7 074 513		7 074 513	4 276 288		4 276 288
	- Quote part des activités support affectées	-35 505 609	241 619	-35 263 990	-25 212 314	37 698	-25 174 616
- Fonctions supports	-34 527 933		-34 527 933	-24 157 723		-24 157 723	
- Frais de siège	-977 676	241 619	-736 057	-1 054 591	37 698	-1 016 893	
GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	835 765 741	24 653 090	860 418 831	808 415 783		808 415 783
	- UO UC : Nombre d'abonnés -1	51 701		51 701	52 222		52 222
	- Forfait FC	16 904,00		16 904	16 939,00		16 939
	PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE	64 635 361		64 635 361	59 920 738		59 920 738
	- Frais de relance	38 293 624		38 293 624	34 129 880		34 129 880
	- Frais de perception de taxe	26 341 737		26 341 737	25 790 858		25 790 858
	COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-550 685 512	13 040 777	-537 644 735	-712 507 489	2 726 888	-709 780 601
	par UO : Nombre d'abonnés	-10 651		-10 399	-13 644		-13 592
	- Affranchissements	-73 517 679		-73 517 679	-73 968 699		-73 968 699
	- Fonctionnement	-208 723 036		-208 723 036	-304 345 312		-304 345 312
- AC	-15 419 359		-15 419 359	-9 678 272		-9 678 272	
- ACE	-64 901 634		-64 901 634	-80 570 433		-80 570 433	
- MO	-155 817 297		-155 817 297	-176 020 106		-176 020 106	
- AUTRES	27 415 254		27 415 254	-38 076 501		-38 076 501	
- Quote part des activités support affectées	-268 444 797	13 040 777	-255 404 020	-334 193 478	2 726 888	-331 466 590	
- Fonctions supports	-215 677 269		-215 677 269	-257 908 677		-257 908 677	
- Frais de siège	-52 767 528	13 040 777	-39 726 751	-76 284 801	2 726 888	-73 557 913	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	26 120 072		26 120 072	39 666 109		39 666 109
	- Frais de coupure	26 120 072		26 120 072	39 666 109		39 666 109
	- Coûts directs	-7 935 871		-7 935 871	-10 895 881		-10 895 881
	- AC	-592 134		-592 134	-267 471		-267 471
	- ACE				-403 875		-403 875
	- MO	-6 910 077		-6 910 077	-10 529 355		-10 529 355
	- AUTRES	-433 660		-433 660	304 820		304 820
- Quote part des activités support affectées	-13 555 648	383 223	-13 172 425	-19 125 381	38 770	-19 086 611	
- Fonctions supports	-12 004 994		-12 004 994	-18 040 797		-18 040 797	
- Frais de siège	-1 550 654	383 223	-1 167 431	-1 084 584	38 770	-1 045 814	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	10 384 855 483	276 314 267	10 661 169 750	10 528 153 536		10 528 153 536	
MARGE AVANT IS	229 636 739	100 509 811	330 146 550	-57 393 837	3 014 957	-54 378 880	
- I.S.	-104 947 505	-45 934 522	-150 882 027	34 172 135	-1 795 097	32 377 038	
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	124 689 234	54 575 289	179 264 522	-23 221 702	1 219 860	-22 001 842	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	105 985 849	46 388 995	152 374 844	-19 738 447	1 036 881	-18 701 566	
En % des produits							

		Tahiti Nord 2017			Tahiti Nord 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PARTAGE DES GAINS DE RENDEMENTS							
PGR	Tarif public combustible 2017						
	REVENU AUTORISE Rendement de production						
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh produits						
	- Economie réalisée en litre de combustibles						
	REVENU AUTORISE Rendement de distribution	196 672	5 801	202 473			
	- Rendement de référence						
	- Rendement						
	- kWh fournis aux client finaux						
- Economie réalisée en litre de combustibles							
MARGE AVANT IS	196 672	5 801	202 473				
- I.S.	-89 882	-2 651	-92 533				
- IS report déficitaire 2017 / 2018							
MARGE NETTE CONCESSION	106 790	3 150	109 940				
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	90 771	2 678	93 449				
En % des produits							
RESULTAT FINANCIER							
	REVENU AUTORISE	-174 855 014	-5 157 805	-180 012 819	-135 280 346		-135 280 346
	- Intérêts sur emprunts bancaires						
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marc	90 486 368		90 486 368	83 438 381		83 438 381
	- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière	92 358 151		92 358 151	64 588 703		64 588 703
	MARGE AVANT IS	7 989 505	-5 157 805	2 831 700	12 746 738		12 746 738
	- I.S.	-3 651 326	2 357 196	-1 294 130	-7 589 373		-7 589 373
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	4 338 179	-2 800 609	1 537 570	5 157 365		5 157 365
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	3 687 452	-2 380 518	1 306 934	4 383 760		4 383 760
	En % des produits						
TOTAL CONCESSION							
	TOTAL DES PRODUITS	14 593 068 240	350 909 307	14 943 977 547	14 649 543 087		14 649 543 087
	TOTAL DES CHARGES	-13 414 087 867	60 785 598	-13 353 302 268	-14 105 595 584	11 761 650	-14 093 833 934
	MARGE AVANT IS	1 178 980 373	411 694 906	1 590 675 278	543 947 503	11 761 650	555 709 153
	- I.S.	-538 812 079	-188 150 874	-726 962 954	-323 864 871	-7 002 854	-330 867 726
	- IS report déficitaire 2017 / 2018						
	MARGE NETTE CONCESSION	640 168 294	223 544 031	863 712 325	220 082 631	4 758 795	224 841 427
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	544 143 050	190 012 427	734 155 476	187 070 237	4 044 976	191 115 213
	En % des produits	3,7%	-54%	4,9%	1,3%		1,3%

4.3.4. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : - 4 MF**
 - - 48 MF liés aux coûts d'études du nouveau site de production
 - - 17 MF de charges liées à la formation des agents du quart
 - + 24 MF au titre de l'avoir reçu de Wartsila
 - + 26 MF au titre du remboursement reçu lié à la taxe forage 2017
 - + 11 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CST (en frais de siège)
- **Dispatching : + 1 MF**
 - + 1 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CST (en frais de siège)
- **Distribution : + 12 MF**
 - + 12 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CST (en frais de siège)
- **Fourniture : + 3 MF**
 - + 3 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CST (en frais de siège)

4.3.4.2 Commentaires sur la variation entre 2017 et 2018 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 56 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 – **89 MF**

Les ventes d'énergie à d'autres concessions augmentent de + **143 MF** :

- + 112 MF au titre de la production thermique
- + 31 MF au titre de la production hydraulique

Les explications relatives aux autres produits augmentent de + **2 MF** sont :

- **Production : – 19 MF**
 - – 19 MF sur les travaux immobilisés
- **Dispatching : – 18 MF**
 - – 21 MF au titre des travaux immobilisés
 - + 3 MF sur les travaux vendus
- **Distribution : + 35 MF**
 - + 15 MF sur les travaux vendus
 - + 20 MF sur les travaux immobilisés
- **Fourniture : + 4 MF**
 - + 1 MF sur la redevance solaire
 - – 6 MF sur les études et raccordement d'installations solaires
 - – 5 MF sur les produits de relance
 - + 14 MF sur les travaux de coupure

Commentaires sur la variation des charges : + 692 MF

- **Production : + 463 MF**
 - + 46 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 440 MF au titre des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...)
 - + 171 MF au titre des matières consommées et « revendues » à la concession du Sud
 - – 160 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - – 174 MF au changement du quart et à l'entretien du bâtiment
 - – 4 MF au titre de la conduite et fonctionnement de la centrale Punaruu
 - + 18 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - – 32 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
 - – 2 MF sur les travaux vendus
- **Transport : + 119 MF**
 - La redevance de transport a augmenté de +0.46 F/kWh sur la période de mars 2017 à août 2017 passant de 1.93 F/kWh à 2.37 F/kWh, puis s'est stabilisé jusqu'à aujourd'hui pour atteindre 2.73 F/kWh.
- **Dispatching : – 31 MF**
 - – 11 MF au titre de la conduite et fonctionnement du dispatching dont :
 - + 3 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 14 MF au titre de la conduite du dispatching
 - – 20 MF au titre de la réalisation des travaux immobilisés

- **Distribution : + 13 MF**
 - + 22 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - + 9 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 28 MF lié au transfert en investissement des coûts d'extension du poste source d'Atimaono
 - + 13 MF de baisse des coûts d'entretien des postes DP
 - + 18 MF par la reprise de provisions en 2017 suite aux litiges (équipements sur des terrains privés)
 - + 9 MF au titre de la maintenance du camion labo du TCE
 - +1 MF au titre des activités support affectées
 - - 29 MF au titre des travaux vendus
 - + 19 MF au titre des travaux immobilisés

- **Fourniture : + 187 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 162 MF au titre du coût de l'interface clientèle dont
 - + 65 MF sur les provisions pour dépréciation des actifs et pertes sur créances irrécouvrables
 - + 11 MF au titre de l'activité de relève
 - + 10 MF au titre des franchises d'assurances liées aux sinistres
 - + 9 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle (frais de gardiennage)
 - + 42 MF au titre des fonctions supports
 - + 24 MF au titre des frais de siège
 - + 17 MF au titre de la gestion administrative du solaire (études et raccordements)
 - + 8 MF dû aux frais de coupures

- **Achat des énergies renouvelables : - 94 MF**
 - - 96 MF au titre des achats d'origine hydraulique Marama Nui
 - - 10 MF au titre des achats d'origine hydraulique CHPP
 - + 12 MF au titre des achats d'origine solaire

- **Financier : + 35 MF** suite à la baisse des produits financiers en raison de l'arrivée à terme des placements à 5 ans et de nouvelles conditions moins favorables, ainsi que de la diminution du compte courant du concessionnaire.

Commentaires sur la variation de la marge : - 635 MF

La marge récurrente baisse de 635 MF impactée principalement par la non actualisation des tarifs et la non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser en produit le CA péréqué. Cela génère un manque à gagner de 1.113 MF sur l'exercice pour la seule concession de Tahiti Nord. Une hausse de +440 MF au titre des matières consommées (fioul, gasoil, huiles...)

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).

$$\begin{aligned} \text{Revenu Autorisé} &= \text{RE} + \text{CE} \\ \mathbf{12.919.694.065} &= \mathbf{5.775.751.591} + \mathbf{7.143.942.474} \end{aligned}$$

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.

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

Correction faite des estimations de l'avenant 17b, ces variations par rapport à 2017 sont :

	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	111 623	109 941	-1,5%	22 171	22 217	0,2%	2 474 793 533	2 442 558 042	-1,3%
Nb de kWh produits	280 999 233	281 245 535	0,1%	2,705	2,715	0,4%	760 102 925	763 581 628	0,5%
Activité de dispatching									
Nb de km de réseaux HTA	575,7	575,7		156 933	157 030	0,1%	90 346 328	90 402 171	0,1%
Activité de distribution									
Nb de km de réseaux (hors branchements)	1 488,000	1 505,745	1,2%	1 154 587	1 157 333	0,2%	1 718 025 456	1 742 648 378	1,4%
Activité de fourniture									
Nb de clients (abonnements)	51 701	52 222	1,0%	16 904	16 939	0,2%	873 953 704	884 588 458	1,2%
RE - "Forfaits"							5 917 221 946	5 923 778 677	0,1%
Résultat financier							-182 844 519	-148 027 086	-19,0%
Partage des gains de rendement							205 658		
RE (Revenu de l'exploitation)							5 734 583 085	5 775 751 591	0,7%

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.

		2017			2018		
		Qté	Prix	XPF	Qté	Prix	XPF
Carburant : GO	C	3 178 555	64,89	206 259 512	3 461 541	71,81	248 568 348
Carburant : Fuel	C	61 182 016	52,33	3 201 379 784	60 718 479	59,37	3 605 057 146
Urée	U			21 918 484			10 907 077
Huiles	H	423 232	266,59	112 831 208	408 626	292,55	119 541 509
Energie achetée Hydro	E	152 532 271	12,04	1 837 055 287	142 451 489	11,96	1 703 194 105
Energie achetée Solaire	E	10 271 060	29,90	307 064 822	11 165 262	28,58	319 077 501
Prod ENR EDT							
Transport	T	421 918 252	2,41	1 018 666 257	417 077 459	2,73	1 137 596 789
CE Total				6 705 175 353			7 143 942 474

Prix des combustibles

	Fioul	Gazole Tahiti	Arrêté CM
Acpt du 01/2018	56,429	71,897	Arrêté 2550 CM du 21 décembre 2017 Arrêté 2552 CM du 21 décembre 2017
Acpt du 02/2018	54,314	72,320	Arrêté 114 CM du 29 janvier 2018 Arrêté 116 CM du 29 janvier 2018
Acpt du 03/2018		72,320	Arrêté 250 CM du 23 février 2018
Acpt du 04/2018	53,214	72,004	Arrêté 459 CM du 21 mars 2018 Arrêté 461 CM du 21 mars 2018
Acpt du 05/2018		72,004	Arrêté 711 CM du 20 avril 2018
Acpt du 06/2018	57,776	76,114	Arrêté 1064 CM du 30 mai 2018 Arrêté 1066 CM du 30 mai 2018
Acpt du 07/2018		83,493	Arrêté 1115 CM du 20 juin 2018
Acpt du 08/2018	64,461	81,249	Arrêté 1304 CM du 25 juillet 2018 Arrêté 1306 CM du 25 juillet 2018
Acpt du 09/2018		80,429	Arrêté 1669 CM du 30 août 2018
Acpt du 10/2018	65,796	82,884	Arrêté 1922 CM du 26 septembre 2018 Arrêté 1924 CM du 26 septembre 2018
Acpt du 11/2018		85,7	Arrêté 2103 CM du 25 octobre 2018
Acpt du 12/2018	70,359	89,132	Arrêté 2418 CM du 22 novembre 2018 Arrêté 2420 CM du 22 novembre 2018

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

- La formule de Revenu Autorisé de notre concession prévoit que les tarifs de l'électricité sont actualisés : « tous les ans au 1er mars », ou « À tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE », (le terme CE correspondant aux dépenses d'énergie, de combustible et de transport). Toutefois, depuis le 1er mars 2016, aucune mise à jour des tarifs n'a été opérée, malgré une hausse des prix des hydrocarbures, et de la redevance de transport due à la TEP. En l'absence d'accord du concédant ou de décision du tribunal administratif sur l'application de la dite formule tarifaire, la rémunération du concessionnaire est alors constituée par ses seuls encaissements clients.
- En l'attente d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, les tarifs de l'électricité sont les mêmes pour l'ensemble des concessions d'EDT et établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.

- Aussi les produits enregistrés par concession et par processus correspondent au montant des facturations clients émises sur l'ensemble des concessions, lequel montant est réparti par concession et processus au prorata des revenus autorisés (principe de péréquation).

		Tahiti Nord			
		2018	2017	2016	2015
CA facturé dans la concession	A	14 022 263 792	14 089 892 126	14 417 770 195	14 920 683 705
Péréquation	B	-2 215 095 727	-2 193 696 071	-2 405 463 147	-2 477 746 396
CA péréqué	C=A+B	11 807 168 065	11 896 196 055	12 012 307 048	12 442 937 309
Ecart RA/CA 2018		n/a	543 563 105	-350 909 308	n/a
Revenu autorisé		12 919 694 065	12 439 759 160	11 661 397 740	12 442 937 309
Annulation écart RA/CA 2018		n/a	-543 563 105	n/a	n/a
Reprise écart RA/CA 2017 dette		n/a	350 909 308	n/a	n/a
Produits comptabilisés		11 807 168 065	12 247 105 362	11 661 397 740	12 442 937 309

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

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2018	Réalisé 2017
Nombre de kWh vendus Tahiti Nord	417 077 459	421 918 252
<i>Rendement (kWh) Energie vendue / Energie produite & achetée</i>	92,1%	92,4%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 180 395	1 148 856
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	3 177 135	3 190 126
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh	1 387 215	1 484 820
Achat Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	5 266 398	4 286 254
Achat Electra 40F/kWh	154 118	161 005
Total Production Photovoltaïque	11 165 262	10 271 060
Achat hydro Marama Nui Vaite	10 338 282	11 955 590
Achat hydro Marama Nui Vaihinia	14 948 867	19 175 444
Achat hydro Marama Nui Faatautia	27 569 603	28 448 803
Achat hydro Marama Nui Titaaviri	15 689 827	18 001 371
Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	51 984 497	50 548 531
Achat hydro Marama Nui Moyenne Papenoo	21 014 139	23 106 980
Total Marama Nui	141 545 216	151 236 719
Achat production hydro CHPP et SPEA	906 273	1 295 552
Total Production Hydro	142 451 489	152 532 271
Energie achetée & ENR produite en kWh	153 616 751	162 803 331
% répartition production Punaruu	97,8%	98,4%
% répartition production Vairaatoa	2,2%	1,6%
Production brute thermique Punaruu	292 707 719	289 104 664
Production brute thermique Vairaatoa	6 565 385	4 824 959
Total production thermique (sortie alternateur)	299 273 104	293 929 623
Total Achat energie (EDT et autres) en kWh	452 889 855	456 732 954
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique Punaruu (en réalisé global punaruu)	0,213	0,217
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa TAC	0,409	0,405
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa - Groupe	0,284	0,281
Fioul Centrale thermique Punaruu	0,213	0,217
<u>Stock Matières Premières GO volume</u>		
Stock Initial	397 360	432 878
Achat matière première	3 467 267	3 146 622
Stock final	403 085	397 677
Consommation matière première	3 461 541	3 178 555
<u>Stock Matières Premières Fioul volume</u>		
Stock Initial	1 926 635	2 781 055
Achat matière première	61 920 864	60 357 705
Stock final	3 129 020	1 928 172
Consommation matière première	60 718 479	61 182 016
<u>Stock Matières Premières volume</u>		
Stock Initial	2 323 995	3 213 934
Achat matière première	65 388 131	63 504 327
Stock final	3 532 106	2 325 849
Consommation matière première	64 180 020	64 360 571
<i>Consommation matière première sur 30 jours</i>		
<u>Consommation spécifique comptable L/KWh</u>	0,214	0,219

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2018	Réalisé 2017
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile- a diété pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil	71,809 F	64,891 F
Prix du fioul	59,373 F	52,326 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaite	11,84 F	12,03 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaihiria	9,51 F	9,66 F
Prix Achat hydro Marama Nui Faatautia	9,58 F	9,73 F
Prix Achat hydro Marama Nui Titaaviri	12,92 F	12,89 F
Prix Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	13,04 F	13,23 F
Prix Achat hydro Marama Nui Moyenne Papenoo	13,43 F	13,63 F
Prix Achat hydro projet Vaiha		
Achat production hydro CHPP	12,43 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
Prix de l'éolien	14,50 F	14,50 F
<u>Coût de l'énergie achetée ou consommée en KF Tahiti</u>		
<u>Stock Matières Premières GO XPF</u>		
Stock initial	25 970 280	26 737 928
Achat matière première	256 386 653	205 701 892
Stock final	33 788 586	25 990 998
Consommation GO XPF	248 568 348	206 259 512
<u>Stock Matières Premières Fioul XPF</u>		
Stock initial	98 597 477	137 787 386
Achat matière première	3 726 614 405	3 163 708 402
Stock final	220 154 736	98 676 134
Consommation Fioul XPF	3 605 057 146	3 201 379 784
Huile	119 541 509	112 831 208
Urée	10 907 077	21 918 484
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	3 984 074 079	3 542 388 987
Hydro Marama Nui Vaite	122 419 944	143 798 406
Hydro Marama Nui Vaihiria	142 193 133	185 287 738
Hydro Marama Nui Faatautia	264 159 388	276 927 776
Hydro Marama Nui Titaaviri	202 741 472	232 042 404
Hydro Marama Nui Haute Papenoo	678 104 084	668 540 693
Hydro Marama Nui Moyenne Papenoo	282 308 384	314 833 917
Hydro CHPP	11 267 700	15 624 353
Hydro électricité	1 703 194 105	1 837 055 287
Photovoltaïque	319 077 501	307 064 822
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 022 271 606	2 144 120 109
Transport TEP	2,73	2,41
(T) Cout total transport en KF	1 137 596 789	1 018 666 257
(CE) TOTAL achat de matières premières	7 143 942 474	6 705 175 353
MARGE SUR COUT VARIABLE ENERGIE	6 807 356 920	7 384 716 773

Sur les coûts 2018, 539 MF de combustible et 230 MF d'hydroélectricité ont été refacturés à la concession du Secosud.

4.4.4) – Annexe Détail de la production thermique Tahiti

		Tahiti 2018			Tahiti Nord 2018			Couts Secosud 2018		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE										
P1	REVENU AUTORISE: Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 232 227 262		2 232 227 262	2 232 227 262		2 232 227 262			
	- UO UPI : Pissance maximale majorée 2017	123 533		123 533	109 941		109 941			
	- Forfait FP1 2018	22 217		22 217	22 217		22 217			
	Facturation P1 autres distributeurs	300 515 710		300 515 710						
	COUTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-2 143 729 245	-5 290 703	-2 149 019 947	-1 907 859 645	-4 708 579	-1 912 568 224	-235 869 600	-582 124	-236 451 724
	par UO : Pissance maximale majorée									
	- Maintenance	-657 204 743	9 273 366	-647 931 377	-584 894 016	8 253 039	-576 640 977	-72 310 727	1 020 327	-71 290 400
	- AC	-77 197 840		-77 197 840	-68 703 939		-68 703 939	-8 493 901		-8 493 901
	- ACE	-152 360 113	-48 665 966	-201 026 079	-135 596 280	-43 311 362	-178 907 642	-16 763 833	-5 354 604	-22 118 437
	- MO	-394 397 981	-16 155 218	-410 553 199	-351 003 278	-14 377 697	-365 380 974	-43 394 703	-1 777 521	-45 172 225
	- AUTRES	-33 248 809	74 094 550	40 845 741	-29 590 519	65 942 097	36 351 578	-3 658 290	8 152 453	4 494 163
	- Conduite et Fonctionnement	-322 984 736	-18 806 208	-341 790 944	-287 447 468	-16 737 004	-304 184 472	-35 537 268	-2 069 204	-37 606 472
	- AC	-4 094 996		-4 094 996	-3 644 433		-3 644 433	-450 563		-450 563
	- ACE	-160 323 626	-2 805 000	-163 128 626	-142 683 586	-2 496 372	-145 179 958	-17 640 040	-308 628	-17 948 668
- MO	-742 721	-16 001 208	-16 743 929	-661 001	-14 240 632	-14 901 633	-81 720	-1 760 576	-1 842 296	
- AUTRES	-157 823 393		-157 823 393	-140 458 448		-140 458 448	-17 364 945		-17 364 945	
- Amortissement des actifs de concession	-543 102 249		-543 102 249	-483 345 958		-483 345 958	-59 756 292		-59 756 292	
- Dotation amortissement biens au bilan	-301 795 228		-301 795 228	-268 589 393		-268 589 393	-33 205 835		-33 205 835	
- Dotation / reprise de lissage	-236 213 477		-236 213 477	-210 223 451		-210 223 451	-25 990 026		-25 990 026	
- Ecart Charges lissées	-5 093 544		-5 093 544	-4 533 113		-4 533 113	-560 431		-560 431	
- Quote part des activités support affectées	-620 437 516	4 242 139	-616 195 377	-552 172 203	3 775 386	-548 396 816	-68 265 313	466 753	-67 798 561	
- Fonctions supports	-313 958 422	-6 713 307	-320 671 729	-279 414 299	-5 974 657	-285 388 956	-34 544 123	-738 650	-35 282 773	
- Frais de siège	-306 479 094	10 955 446	-295 523 648	-272 757 904	9 750 044	-263 007 860	-33 721 190	1 205 403	-32 515 788	
P2	REVENU AUTORISE: Rémunération des autres charges de production	697 828 955		697 828 955	697 828 955		697 828 955			
	- UO UF2 : kWh produits sortie de centrale 2017	318 171 207		318 171 207	281 245 535		281 245 535			
	- Forfait FP2 2018	2 715		2 715	2 715		2 715			
	Facturation P2 autres distributeurs	100 883 449		100 883 449						
	COUTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-756 779 114	1 411 006	-755 368 108	-666 622 709	1 242 911	-665 379 798	-90 156 406	168 096	-89 988 310
	par UO : kWh produits sortie de centrale									
	- Maintenance	-620 878 254		-620 878 254	-546 911 953		-546 911 953	-73 966 301		-73 966 301
	- AC	-518 291 880		-518 291 880	-456 546 871		-456 546 871	-61 745 009		-61 745 009
	- ACE	-97 542 837		-97 542 837	-85 922 390		-85 922 390	-11 620 447		-11 620 447
	- MO	-152 581 267		-152 581 267	-134 403 997		-134 403 997	-18 177 270		-18 177 270
	- AUTRES (provision rév groupes...)	147 537 730		147 537 730	129 961 305		129 961 305	17 576 425		17 576 425
	- Traitement des effluents	-24 476 615		-24 476 615	-21 560 673		-21 560 673	-2 915 942		-2 915 942
	- Quote part des activités support affectées	-111 424 245	1 411 006	-110 013 239	-98 150 082	1 242 911	-96 907 171	-13 274 163	168 096	-13 106 068
	- Fonctions supports	-71 951 278		-71 951 278	-63 379 598		-63 379 598	-8 571 680		-8 571 680
- Frais de siège	-39 472 967	1 411 006	-38 061 961	-34 770 484	1 242 911	-33 527 574	-4 702 483	168 096	-4 534 387	
Matières consommées	REVENU AUTORISE: Matières consommées	3 641 002 024		3 641 002 024	3 641 002 024		3 641 002 024			
	Facturation autres distributeurs	538 820 228		538 820 228						
	Par kWh produits sortie de centrale									
	- Consommations	-4 522 894 306		-4 522 894 306	-3 984 074 078		-3 984 074 078	-538 820 228		-538 820 228
	- Fioul	-4 092 617 786		-4 092 617 786	-3 605 057 145		-3 605 057 145	-487 560 641		-487 560 641
	- Gasoil	-282 185 608		-282 185 608	-248 568 348		-248 568 348	-33 617 260		-33 617 260
- Huile	-135 708 724		-135 708 724	-119 541 509		-119 541 509	-16 167 215		-16 167 215	
- Urée	-12 382 188		-12 382 188	-10 907 077		-10 907 077	-1 475 111		-1 475 111	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	888 000		888 000	888 000		888 000			
	- Coûts directs									
	- Quote part des activités support affectées	-82 337		-82 337	-82 337		-82 337			
	- Fonctions supports	-82 337		-82 337	-82 337		-82 337			
	- Frais de siège									
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES				940 219 387		940 219 387			
	- Coûts sur revente energie				-864 846 233	-414 028	-865 260 262			
	MARGE AVANT IS				75 373 153	-414 028	74 959 125			
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	183 353 853		183 353 853	183 353 853		183 353 853			
	- Coûts directs	-186 349 758		-186 349 758	-186 349 758		-186 349 758			
	- AC	-148 137 145		-148 137 145	-148 137 145		-148 137 145			
	- ACE	-46 619 715		-46 619 715	-46 619 715		-46 619 715			
	- MO	8 407 102		8 407 102	8 407 102		8 407 102			
	- AUTRES									
- Quote part des activités support affectées	2 995 905		2 995 905	2 995 905		2 995 905				
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE										
TOTAL DES PRODUITS	7 695 519 481		7 695 519 481	7 695 519 481		7 695 519 481				
MARGE AVANT IS	88 680 626	-3 879 696	84 800 930	88 680 626	-3 879 696	84 800 930				
- IS.	-52 800 205	2 309 961	-50 490 244	-52 800 205	2 309 961	-50 490 244				
- IS report déficitaire 2015										
MARGE NETTE	35 880 421	-1 569 736	34 310 686	35 880 421	-1 569 736	34 310 686				

4.5 Objectivation de la marge

Comparaison au compte d'exploitation prévisionnel annexé à l'avenant 17 du 29 décembre 2015 faisant ressortir les niveaux de marge attendus par les signataires, de la date de signature de cet avenant jusqu'à la fin de la concession.

4.5.1 Comparaison du résultat récurrent

Récurrent et non récurrent	exercice	cumul depuis 2016	moyen depuis 2016
marge brute avant IS			
CEP	1 355 690 114	4 120 339 207	1 373 446 402
Réalisé	555 709 153	3 546 609 841	1 182 203 280
écart	(799 980 961)	(573 729 366)	(191 243 122)
	-59%	-14%	-14%
marge nette après IS			
CEP	639 885 734	1 944 800 106	648 266 702
Réalisé	224 841 427	1 861 046 598	620 348 866
écart	(415 044 307)	(83 753 508)	(27 917 836)
	-65%	-4%	-4%

Après prise en compte du résultat non récurrent positif (2017), les résultats restent en retrait par rapport à ceux du CEP (avenant 17).

4.5.2 Comparaison du résultat total récurrent et non récurrent

Récurrent	exercice	cumul depuis 2016	moyen depuis 2016
marge brute avant IS			
CEP	1 355 690 114	4 120 339 207	1 373 446 402
Réalisé	543 947 503	3 095 151 772	1 031 717 257
écart	(811 742 611)	(1 025 187 435)	(341 729 145)
	-60%	-25%	-25%
marge nette après IS			
CEP	639 885 734	1 944 800 106	648 266 702
Réalisé	220 082 631	1 617 295 566	539 098 522
écart	(419 803 103)	(327 504 540)	(109 168 180)
	-66%	-17%	-17%

Avant IS, le résultat récurrent que ce soit de l'exercice ou en cumul depuis 2016 est en retrait significatif par rapport à celui annoncé dans le compte d'exploitation prévisionnel de l'avenant 17.

Cet écart s'explique par :

- la non reconnaissance du revenu autorisé
- la non répercussion dans les tarifs de vente de l'augmentation des prix des combustibles et de la redevance transport

Après IS : du fait d'un taux d'impôt en baisse, l'écart de résultat après IS (-17% en cumul) est moindre qu'avant IS (-25%).

4.5.3. Compte d'exploitation prévisionnel

Annexe 3 de l'avenant n°17 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique

C.E.P.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ventes d'énergie	11 867 919 953	11 986 258 589	11 916 879 493	11 997 359 461	12 092 881 442	12 158 044 775	12 239 164 836
- Revente d'énergie (d'une concession à une autre)	965 828 227	1 002 703 530	1 003 196 231	1 005 260 887	1 009 660 172	1 010 088 216	1 012 523 411
- Revente Dispatching à Secosud	28 957 056,37	29 772 306,10	30 610 508,16	31 472 308,76	32 358 372,27	33 269 381,79	34 206 039,65
- Produits accessoires à l'énergie (perception de taxes, re	60 445 591	61 004 980	61 568 451	62 136 032	62 707 750	63 283 631	63 863 704
- Produits travaux vendus	972 122 904	981 844 133	991 662 574	1 001 579 200	1 011 594 992	1 021 710 942	1 031 928 051
- Produits travaux immobilisés	881 961 315	890 780 928	899 688 737	908 685 625	917 772 481	926 950 206	936 219 708
- Produits financiers	291 651 795	241 536 777	194 912 722	168 288 666	141 664 611	115 040 555	88 416 500
Total des produits	15 068 886 830	15 193 901 243	15 098 518 717	15 174 782 180	15 268 639 820	15 328 397 708	15 406 322 249
COUT DE PRODUCTION	-8 467 953 752	-8 534 138 355	-8 428 303 292	-8 336 730 928	-8 377 485 893	-8 311 755 549	-8 330 005 795
- Maintenance	-1 159 212 365	-1 175 273 537	-1 191 658 732	-1 206 943 275	-1 222 502 401	-1 238 341 691	-1 254 466 846
- Conduite et Fonctionnement	-607 364 050	-615 553 781	-623 903 836	-631 618 870	-639 485 883	-623 168 966	-631 349 511
- Amortissement des actifs de concession	-768 133 667	-761 711 034	-748 949 639	-631 613 017	-630 946 399	-592 553 928	-575 926 615
- Achat combustible et huile	-3 619 879 350	-3 645 801 582	-3 516 453 407	-3 511 426 611	-3 529 422 066	-3 512 561 809	-3 513 133 669
- Achat énergie renouvelable (hydro, solaire,...)	-2 313 244 320	-2 335 798 421	-2 347 337 678	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155
COUT DU TRANSPORT (hors pertes réseau)	-819 581 719	-819 581 719	-800 188 438	-800 188 438	-800 188 438	-800 188 438	-800 188 438
COUT DU DISPATCHING	-77 301 601	-79 136 917	-81 015 808	-82 737 185	-84 495 138	-86 290 442	-88 123 892
COUT DE DISTRIBUTION (hors pertes réseau)	-2 917 958 081	-2 963 447 285	-2 991 786 045	-3 028 265 686	-3 072 760 065	-3 079 763 062	-3 092 046 677
- Maintenance	-709 227 914	-712 856 936	-704 836 942	-715 042 560	-738 182 232	-716 292 842	-693 703 268
- Conduite et Fonctionnement	-383 630 354	-391 868 328	-400 327 526	-408 087 115	-416 009 820	-424 099 097	-432 368 476
- Amortissement des actifs de concession	17 283 205	2 112 097	-7 179 117	-6 899 107	-1 348 760	-2 979 678	-10 229 572
- Charges sur travaux vendus ou immobilisés	-1 842 410 018	-1 860 634 118	-1 879 442 459	-1 898 236 884	-1 917 219 253	-1 936 391 445	-1 955 755 360
COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE	-610 378 657	-621 801 862	-633 480 573	-644 263 377	-655 261 680	-666 479 971	-677 922 831
- Affranchissements	-66 935 649	-67 555 100	-68 179 071	-68 807 594	-69 440 697	-70 078 411	-70 720 766
- Fonctionnement	-543 443 008	-554 246 762	-565 301 502	-575 455 783	-585 820 984	-596 401 560	-607 202 065
COUT DE STRUCTURE ET AUTRES CHARGES	-788 152 580	-798 706 453	-808 054 447	-818 445 142	-828 003 256	-835 372 954	-845 607 726
- Fonctionnement	-821 677 150	-832 989 035	-843 112 849	-854 215 229	-864 499 982	-872 611 592	-883 603 871
- Elements non récurrents (contrepartie F01 à F04)	33 524 570	34 282 582	35 058 402	35 770 086	36 496 726	37 238 637	37 996 145
- Charges financière							
Coût de revient de l'énergie vendue avant péréquation	-13 681 326 389	-13 816 812 591	-13 742 828 602	-13 710 630 736	-13 818 194 469	-13 779 850 416	-13 833 895 358
Résultat avant IS	1 387 560 441	1 377 088 652	1 355 690 114	1 464 151 444	1 450 445 351	1 548 537 292	1 572 426 891
- Impôt sur les sociétés (taux normalif)	-732 631 913	-727 102 808	-715 804 380	-773 071 962	-765 835 145	-817 627 690	-830 241 398
- Taux de l'impôt société	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%
RESULTAT NET par concession	654 928 528	649 985 844	639 885 734	691 079 481	684 610 206	730 909 602	742 185 492
en % des produits	4,3%	4,3%	4,2%	4,6%	4,5%	4,8%	4,8%
RESULTAT DISTRIBUABLE NET	556 689 249	552 487 967	543 902 874	587 417 599	581 918 675	621 273 162	630 857 669
en % des produits	3,7%	3,6%	3,6%	3,9%	3,8%	4,1%	4,1%

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
12 336 480 281	12 402 989 517	12 485 706 296	12 586 858 434	12 657 688 845	12 744 981 918	12 848 983 914	12 921 265 809
1 016 995 881	1 017 437 286	1 019 916 139	1 024 463 023	1 024 918 115	1 027 441 412	1 032 063 959	1 032 533 071
35 169 067,94	36 159 209,09	37 177 226,42	38 223 904,76	39 300 051,02	40 406 494,83	41 544 089,18	42 713 711,08
64 447 995	65 036 532	65 629 344	66 226 458	66 827 902	67 433 705	68 043 896	68 658 502
1 042 247 332	1 052 669 805	1 063 196 503	1 073 828 468	1 084 566 753	1 095 412 421	1 106 366 545	1 117 430 210
945 581 905	955 037 724	964 588 101	974 233 982	983 976 322	993 816 085	1 003 754 246	1 013 791 788
61 792 444	35 168 389	8 544 333	15 644 757 943	15 857 277 988	15 969 492 036	16 100 756 649	16 196 393 092
-8 373 375 916	-8 381 483 257	-8 407 757 714	-8 452 475 724	-8 457 203 938	-8 384 593 130	-8 307 384 142	-8 306 951 767
-1 270 883 688	-1 287 598 158	-1 304 616 326	-1 321 944 385	-1 339 588 663	-1 357 555 618	-1 375 851 846	-1 394 484 079
-639 691 745	-648 199 044	-656 874 852	-665 722 691	-674 746 153	-683 948 907	-693 334 702	-702 907 364
-576 270 921	-576 270 921	-576 270 921	-576 270 921	-571 703 825	-471 334 076	-347 621 429	-336 618 480
-3 531 400 407	-3 514 285 980	-3 514 866 460	-3 533 408 572	-3 516 036 143	-3 516 625 374	-3 535 447 010	-3 517 812 689
-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155
-800 188 438	-800 188 438	-800 188 438	-800 188 438	-800 188 438	-800 188 438	-800 188 438	-800 188 438
-89 996 298	-91 908 487	-93 861 306	-95 855 617	-97 892 302	-99 972 262	-102 096 415	-104 265 701
-3 122 454 374	-3 154 412 241	-3 190 671 857	-3 228 256 113	-3 268 029 812	-3 307 586 763	-3 349 056 079	-3 407 436 029
-703 965 974	-714 424 352	-725 082 448	-735 944 393	-747 014 406	-758 296 793	-769 795 954	-781 516 379
-440 791 564	-449 402 043	-458 193 671	-467 170 289	-476 335 820	-485 694 267	-495 249 720	-505 006 356
-2 383 922	4 480 196	7 620 965	10 025 440	10 838 952	12 478 021	12 824 056	-3 110 489
-1 975 312 913	-1 995 066 043	-2 015 016 703	-2 035 166 870	-2 055 518 539	-2 076 073 724	-2 096 834 461	-2 117 802 806
-689 594 938	-701 501 072	-713 646 110	-726 035 035	-738 672 933	-751 564 989	-764 716 538	-778 132 965
-71 367 792	-72 019 521	-72 675 983	-73 337 210	-74 003 231	-74 674 079	-75 349 786	-76 030 383
-618 227 146	-629 481 551	-640 970 127	-652 687 825	-664 669 702	-676 890 920	-689 366 752	-702 102 582
-855 916 954	-866 496 898	-877 489 129	-908 554 975	-949 168 192	-993 740 815	-1 037 235 121	-1 078 485 774
-894 686 533	-906 056 175	-917 854 713	-929 678 715	-941 584 795	-957 467 969	-972 290 887	-984 888 588
38 769 579	39 559 277	40 365 584	41 188 852	42 029 440	42 887 716	43 764 054	44 658 837
			-20 065 112	-49 612 837	-79 160 563	-108 708 288	-138 256 013
-13 931 526 917	-13 995 990 392	-14 083 614 553	-14 211 365 901	-14 311 155 615	-14 337 646 407	-14 350 676 733	-14 475 460 674
1 571 187 980	1 568 508 070	1 561 143 390	1 552 468 370	1 546 122 373	1 631 845 629	1 740 079 916	1 720 932 418
-829 587 259	-828 172 261	-824 283 710	-819 703 299	-816 352 613	-861 614 492	-918 752 196	-908 552 317
52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%
741 600 731	740 335 809	736 859 680	732 765 070	729 769 760	770 231 137	821 317 720	812 280 101
4,8%	4,8%	4,7%	4,6%	4,6%	4,8%	5,1%	5,0%
630 360 622	629 285 438	626 330 728	622 850 310	620 304 296	654 696 466	698 120 062	690 438 086
4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%	4,1%	4,3%	4,3%

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
- 5.9. Programme d'investissement – article 22.3

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

	2017	Transfert ⁽¹⁾	Acquisition ⁽²⁾	Cession	2018	Reclassement droit incorporel ⁽³⁾	Total bilan 2018
Production Tahiti Nord	19 894 334 050	-14 213 258	185 275 239	-95 784 083	19 969 611 948	253 118	19 969 865 066

(1) reclassement terrain Vairaatoa en immobilisation privé

(2) détail des acquisitions :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute
CARTOUCHE TPL77A32 SECOUR S TURBO CENT PUNARUU	R17021	Groupe	53 308 706
CARTOUCHE TPL77A32 SECOUR S TURBO CENT PUNARUU	R17011	Groupe	65 164 009
RENV SILENCIEUX ECHAPPEME NT W46 CHEMINEE G6P PUN	R17000	Groupe	19 406 110
RENV SILENCIEUX CHEMINEE G3P PUNARUU	R15014	Groupe	23 547 432
TVX CIRC EAU SURCHAUFFEE TR3 G7P-G8P PUNARUU	R17003	Filières	15 421 169
SYSTEME DE FILTRATION AU CHARBON ACTIF PUNARUU	R17017	Filières	5 593 196
PURE VENT G3P DISPO FILTR BROUILLARD HUILE	R18013	Filières	2 834 617
TOTAL ACQUISITIONS PRODUCTION TAHITI NORD			185 275 239

Les cessions sont relatives aux renouvellements des groupes pour 31 MF et à la vente d'un groupe Cummins pour 65 MF.

(3) correspond aux emprunts repris à l'origine de la concession.

Distribution

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								
enveloppes	2	2	4	8	0	0	6	10
transformateur	3	4	10	16	3	3	10	18
autres				18		10		8
postes aériens								
transformateur	1	1	0	0	2	1	-1	-1
armement poste		15						15
poste source		144				92		52
organes de coupure aérien								
IAT	1	2			1	1	0	2
IAM	0	0						0
télécommandes								
		0		0		0		0
réseau aérien								
		212		36		359		-111
poteaux BT	671	94	26	3	1 204	98	-507	-1
poteaux HT	90	30			249	66	-159	-36
câbles aériens BT	15 318	20	6 606	17	18 991	29	2 933	8
câbles aériens HT	895	3			5 423	10	-4 528	-7
armements autres		66		16		157		-75
réseau souterrain	10 366	162	12 393	116	50	40	22 709	237
comptages								
		105		0		104		0
monophasés	1 438	77			1 370	87	68	-10
triphasés	118	9			102	9	16	0
ZMD	580	13			56	5	525	9
solaires monophasés	128	3			30	1	98	3
solaires triphasés	28	2			49	3	-21	0
solaires ZMD	1	0			20	1	-19	-1
autres distribution								
		0		0		0		0
dispatching		64		0		6		58
Total		710		194		615		288

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 12/2018	Valeur Brute d'origine en MF	Amortissement économique	Valeur nette économique
Terrain				772	-	772
Bâtiment renouvelable				1 311	1 063	248
Bâtiment non-renouvelable				1 157	455	702
G1P	13,7	01/01/1986	149 099	1 027	979	49
G2P	13,7	01/01/1988	147 563	996	996	-
G3P	13,7	01/01/1988	146 697	947	925	22
G4P	13,7	01/01/1994	115 452	1 392	1 345	47
G5P	17,1	01/05/2003	78 273	1 174	962	212
G6P	17,1	01/05/2003	78 638	1 189	898	291
G7P	17,1	22/12/2008	44 900	1 187	772	415
G8P	17,1	22/12/2008	44 806	1 203	752	451
GS				191	81	110
Pièces sécurité et reconditionnées				281	263	18
Filières				4 053	1 981	2 072
Cellules Production				57	54	3
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)				16 936	11 524	5 413
TOTAL CENTRALE VAIRAATO A				2 823	2 488	335
TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD				211	14	197
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION				19 970	14 025	5 945
			<i>dont tiers:</i>	1 122	731	391

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

Distribution : inventaire des biens gérés

composants	VO au 31/12/2018		Amortissement économique	Valeur nette économique
	Qté	Coût en MF		
postes cabines		2 008	1 081	926
enveloppes	535	658	431	228
transformateur	585	469	229	240
autres		881	422	459
postes aériens		410	286	125
transformateur	461	375	271	104
armement poste		35	15	21
poste source		1 826	983	843
organes de coupure aérien		111	65	46
IAT	32	65	28	37
IAM	70	46	37	9
télécommandes		18	8	9
réseau aérien		8 440	5 019	3 421
poteaux BT	18 887	1 962	1 026	936
poteaux HT	5 165	1 545	730	814
câbles aériens BT	971 940	1 331	948	384
câbles aériens HT	183 182	305	236	69
armements autres		3 298	2 079	1 218
réseau souterrain		5 595	1 923	3 672
comptages		3 770	2 016	1 754
monophasés	52 483	3 346	1 839	1 507
triphasés	3 280	276	138	138
ZMD	1 000	99	28	71
solaires monophasés	1 300	29	6	23
solaires triphasés	200	18	4	14
solaires ZMD	24	1	0	1
autres distribution		67	64	3
dispatching		91	21	70
Total		22 335	11 466	10 869
		dont tiers :	2 172	1 779

Ces biens font l'objet d'un amortissement technique sur leur durée de vie.

5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements

Production :

Chantier	Nature	Libellé des chantiers	Valeur Brute
R17021	Groupe	CARTOUCHE TPL77A32 SECOUR S TURBO CENT PUNARUU	53 308 706
R17011	Groupe	CARTOUCHE TPL77A32 SECOUR S TURBO CENT PUNARUU	65 164 009
R17000	Groupe	RENV SILENCIEUX ECHAPPEME NT W46 CHEMINEE G6P PUN	19 406 110
R15014	Groupe	RENV SILENCIEUX CHEMINEE G3P PUNARUU	23 547 432
R17003	Filières	TVX CIRC EAU SURCHAUFFEE TR3 G7P-G8P PUNARUU	15 421 169
R17017	Filières	SYSTEME DE FILTRATION AU CHARBON ACTIF PUNARUU	5 593 196
R18013	Filières	PURE VENT G3P DISPO FILTR BROUILLARD HUILE	2 834 617
TOTAL ACQUISITIONS PRODUCTION TAHITI NORD			185 275 239

Distribution

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

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	608560	14A1 LC 1385/VP PAEA	1 446 184	1 271 739	174 445
00	613360	14A1 LC 2142/VP PUNAAUIA	278 061	278 061	-
00	700920	14A1 LC 00811/MCE PAPARA	346 011	346 011	-
00	706790	14A1 LC 2430/MCE FAAA	472 323	472 323	-
00	725990	14A1 LC 2772/MCE PAEA	746 704	746 704	-
00	726620	14A1 LC 0799/MCE PAPENOO	2 408 488	2 408 488	-
00	726850	14A1 LC 2772/MCE PUNAAUIA	321 879	321 879	-
00	726880	14A1 LC 267/MCE PAPENOO	689 915	689 915	-
00	726890	14A1 LC 267/MCE PAPENOO	315 454	315 454	-
00	726920	14A1 LC 0799/MCE PAPENOO	430 616	430 616	-
00	726940	14A1 LC 0799/MCE PAPENOO	1 024 213	1 024 213	-
00	727690	14A1 LC 2430/MCE FAAA	416 187	416 187	-
00	727790	14A1 LC 2430/MCE ARUE	196 974	196 974	-
00	728070	14A1 LC 2772/MCE PUNAAUIA	649 573	649 573	-
00	728150	14A1 LC 2430/MCE ARUE	654 457	654 457	-
00	730770	14A1 LC 2772/MCE PAPARA	413 092	413 092	-
00	733110	14A1 LC 2772/MCE PAPENOO	462 899	462 899	-
00	733140	14A1 LC 0799/MCE PAPENOO	264 819	264 819	-
00	736730	14A1 LC 267/MCE PAPARA	637 728	637 728	-
00	737600	14A1 LC 267/MCE ARUE	422 063	422 063	-
00	800850	14A1 LC 0799/MCE ARUE	2 822 810	2 822 810	-
00	810370	14A1 LC 992/MCE FAAA	1 571 491	1 571 491	-
00	814240	14A1 LC 443/MAE PUNAAUIA	685 540	685 540	-
00		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14	17 677 481	17 503 036	174 445

2. Extensions réalisées dans le cadre l'article 2

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	51029A	ART2 LC 757/VP/SDE PUNAAUIA	784 884	784 884	-
00	732230	ART2 LC 707/MCE/SDE PAPARA	1 240 101	-	1 240 101
00	734940	ART2 LC 832/MCE/SDE PAPENOO	178 542	178 542	-
00	801770	ART2 LC 66/MCE/SDE PUNAAUIA	5 049 201	1 749 331	3 299 870
00		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 2	7 252 728	2 712 757	4 539 971

3. 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	606310	RENV RSX HTS OUEST PPT	46 090 332	-	46 090 332
00	618671	EXT RSX MISSION ZONE4 PPT	1 790 409	909 621	880 788
00	618672	EXT RSX MISSION ZONE3 PPT	4 503 283	1 091 242	3 412 041
00	618673	EXT RSX MISSION ZONE2 PPT	8 737 462	-	8 737 462
00	702160	RENV RSX HTS LOT TAAPUNA	15 863 698	-	15 863 698
00	706990	EXT RSX MAG VAIMOANA ARUE	635 822	-	635 822
00	707060	RENF RSX ANT NETI PAPENOO	11 030 665	8 598 716	2 431 949
00	723170	RENV RSX SOUT ZI PAPEAVA	8 609 911	-	8 609 911
00	724090	RENV RSX HTS VAIOPU PUNAA	7 814 608	-	7 814 608
00	725710	RENV RSX SOUT LOT VETEA	30 754 702	-	30 754 702
00	804200	RENV RSX HTS URANIE PPT	5 079 289	-	5 079 289
00	805000	RENF RSX BT COMPLEXE OPT	1 487 228	581 603	905 625
00	808690	TPC RESERVE FRONT MER PPT	2 193 425	2 193 425	-
00	818650	RENF RSX BT QT TARAHU PUURAI	1 095 755	445 226	650 529
00	825090	RENF RSX HT/BT RTE MONT THABORD ERIMA	2 674 763	2 189 213	485 550
00	91912	QP15%/EXTENSIONS2018	11 743 624	11 743 624	-
00	B5903	RENOUV RESEAUX BT AERIENTAHITI & ILES	1 416 014	-	1 416 014
00	B5906	RENFORS RESEAUX BT AERIENTAHITI & ILES	5 366 174	-	5 366 174
00	B5907	RENFORS RESEAUX HT AERIENTAHITI & ILES	1 234 371	-	1 234 371
00	B5909	RENOUV RESEAUX HT SOUTERRAIN TAHITI & ILES	1 353 474	-	1 353 474
00	B5910	RENOUV RESEAUX BT SOUTERRAIN TAHITI & ILES	1 942 189	-	1 942 189
00	B5927	RENOUV RESEAUX HT AERIENTAHITI & ILES	1 119 416	-	1 119 416
00	B5928	RENFORS RESEAUX BT SOUTERRAIN TAHITI & ILES	1 007 528	-	1 007 528
00	B5929	DEPL&RENOUV OUVRAGE IMPLANTES PROP PRIVES SS AUTOR	783 776	-	783 776
00	D70029	RENV RSX BT P0124 OROVINI	1 900 730	-	1 900 730
00	D70033	RENV CELL HTA DP U1220 VAITAVERE	2 034 152	-	2 034 152
00	D70050	RENV RSX BT GRILE A15 PPT	302 471	-	302 471
00	D70051	RENV RSX BT GRILE AJ7 PPT	277 721	-	277 721
00	D70052	RENV RSX BT GRILE AJ8 PPT	227 751	-	227 751
00	D70053	RENV RSX BT GRILE AL6 PPT	141 781	-	141 781
00	D70055	RENV RSX BT GRILE AK8 PPT	277 853	-	277 853
00	D70066	RENV RSX BT DP R3303 PAPARA	360 396	-	360 396
00	D70067	RENV RSX BT DP N0111 PPT	310 321	-	310 321
00	D70068	RENV RSX BT DP A0469 ARUE	341 545	-	341 545
00	D70069	RENV RSX BT MAHINA	151 388	-	151 388
00	D70070	RENV RSX BT PUNAVAI	161 508	-	161 508
00	D70071	RENV RSX BT FAAA	934 997	-	934 997
00	D70072	RENV RSX BT TIPAERUI PPT	333 829	-	333 829
00	D80006	RENV RSX BT PK37 PAPARA	185 296	-	185 296
00	D80010	RENV RSX QT TUIHO MAHINA	269 210	-	269 210
00	D80014	RENV RSX BT NAHOATA	193 701	-	193 701
00	D80017	RENF RSX TRAVERSEE RT1 DP U1702 - PK 17,2 C/MER	941 443	808 216	133 227
00	D80018	EXT RSX R3504 PK36 PAPARA	844 490	782 792	61 698
00	D80019	RENV RSX BT MISSION	519 393	-	519 393
00	D80020	RENF RSX BT/HT U1506 PUNA	697 706	551 276	146 430
00	D80021	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP U1507 PUNARUU	650 308	179 416	470 892
00	D80022	RENF RSX HT TRAVERSEE RT1 DP U1601 - PK 16,4	601 986	465 717	136 269
00	D80023	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP U1602 - PK 16,2	703 300	172 068	531 232

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	D80027	RENV RSX BT F0356 PAMATAI	144 295	-	144 295
00	D80028	RENV RSX HT PAPARA	844 375	-	844 375
00	D80029	RENV RSX BT SERVITUDE MAHEATEA	402 440	-	402 440
00	D80032	RENV RSX BT POINTE DES PECHEURS	377 882	-	377 882
00	D80033	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP U1705	789 613	154 418	635 195
00	D80034	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP U1801	713 958	73 589	640 369
00	D80036	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP U1805 - PK 18,9	664 567	595 007	69 560
00	D80038	RENV RSX HT PIC VERT TIPAERUI	854 698	-	854 698
00	D80039	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP R3601	1 124 403	152 585	971 818
00	D80040	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP R3701 - PK 37,5 C/MONT	1 069 140	62 739	1 006 401
00	D80047	RENV RSX BT LOT LOTUS	187 175	-	187 175
00	D80049	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP E1906	677 234	114 969	562 265
00	D80050	RENF RSX BT TRAVERSEE RT1 DP E1909	722 708	136 705	586 003
00	D80053	RENV RSX BT HEIRI	178 386	-	178 386
00	E3901M/E3901 T/E3901Z	NVEAU CPTEUR MONO/TRIPHAZE/ZMD TAHITI NORD	18 741 901	18 741 901	-
00	E3902	RENOUV BRCHT/COMPTAGES TAHITI NORD	114 050 113	-	114 050 113
00	M60235	EXT RSX HT MISSION PPT	502 166	502 166	-
00	M60262	RENV RSX BT ATIMAONO PAP	132 949	-	132 949
00	M60264	EXT RSX BT LOT PPT NUI	106 275	106 275	-
00	M70008	RENV RSX BT FARIIPITI PPT	337 853	-	337 853
00	M70071	RENF RSX BT DP F0209 FAAA	1 947 754	228 277	1 719 477
00	M70079	RENV RSX BT DP V0182 PPT	2 509 028	-	2 509 028
00	M70093	RENV RSX BT DPIV245 PIRAE	4 087 170	-	4 087 170
00	M70105	RENV RSX BT DP A0454 ARUE	384 482	-	384 482
00	M70126	RENV RSX BT N0015 VAIAMI	475 973	-	475 973
00	M70127	RENF RSX O1707 ATOHEI PAP	6 151 587	1 396 826	4 754 761
00	M70132	RENV RSX P2907 FARIIPITI	1 873 317	-	1 873 317
00	M70133	RENV RSX BT TEFAAROA	1 683 109	-	1 683 109
00	M70138	RENF RSX BT QT JUVENTIN	283 767	214 740	69 027
00	M80001	RENV RSX F0427 ST HILAIRE	5 039 330	292 512	4 746 818
00	M80002	RENV RSX F0504 CITE L'AIR	559 829	-	559 829
00	M80003	RENV RSX HT ANT PAPENOO	949 536	-	949 536
00	M80004	RENV RSX GADIOT HIPPODROME	5 807 710	-	5 807 710
00	M80005	RENV RSX HT P3202 TITIORO	2 280 143	583 970	1 696 173
00	M80007	RENV RSX DP U0726 ROYAL PALMS	1 002 317	-	1 002 317
00	M80008	RENV RSX DP F0448 ST HILAIRE	481 632	-	481 632
00	M80010	RENV RSX BT TAUNOA	888 779	-	888 779
00	M80011	RENV RSX BT F0362 PAMATAI	652 159	-	652 159
00	M80012	RENV RSX BT P4119 FARE UTE	511 767	-	511 767
00	M80014	RENV RSX F0513 PK 5 FAAA	2 256 039	-	2 256 039
00	M80015	RENV RSX F0437 ST JOSEPH	756 225	-	756 225
00	M80016	RENV RSX F04102 TAVARARO	3 047 871	-	3 047 871
00	M80017	RENV RSX BT F0404 SETIL	2 287 653	-	2 287 653
00	M80018	RENV RSX BT F0640 FAA'A	187 333	-	187 333
00	M80019	RENV RSX BT ANT VILLIERME	1 280 543	-	1 280 543
00	M80020	RENV RSX BT P4401 TAUNOA	725 131	-	725 131
00	M80021	RENV TRANSFO A0475 ARUE	1 208 901	-	1 208 901
00	M80023	RENV RSX BT TIPAERUI	188 248	-	188 248
00	M80024	RENV RSX BT TIPAERUI	208 773	-	208 773

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
00	M80025	RENV RSX BT OUTOUMAORO	1 134 278	-	1 134 278
00	M80026	RENV RSX BT N0022 PAOFI	1 030 763	-	1 030 763
00	M80027	RENV TUR8 P4101 FARE UTE	850 933	-	850 933
00	M80028	RENV TRANSF P4115 FAREUTE	1 506 610	-	1 506 610
00	M80029	RENV RSX BT PAPENOO	163 597	-	163 597
00	M80031	RENV RSX S0215 ST AMELIE	216 656	-	216 656
00	M80032	RENV RSX BT I0105 PIRAE	2 172 992	-	2 172 992
00	M80033	RENV RSX HT/BT PK41 PAPARA	2 292 575	-	2 292 575
00	M80034	RENV RSX DP N0156 TIPAERUI	174 603	-	174 603
00	M80035	RENV RSX HT/BT PIRAE	2 219 809	-	2 219 809
00	M80036	RENV RSX BT DP P0802 VS1 PPT	246 464	-	246 464
00	M80037	RENV RSX BT AVIS PAPEETE	286 137	-	286 137
00	M80038	RENV TUR8 DP I0250 GADIOT	564 359	-	564 359
00	M80040	RENV RSX HT/BT OROFERO	5 356 714	375 035	4 981 679
00	M80042	RENV TUR8 DP U1427 LOT SAGE	735 342	-	735 342
00	M80043	RENV RSX DP S0031 IMM TEHEIURA	186 602	-	186 602
00	M80044	RENV RSX DP A0004 ARUE 3	348 123	-	348 123
00	M80045	RENV RSX HT/BT MAHINARAMA	1 293 322	-	1 293 322
00	M80046	RENV IPT&TUR8 DP S0118	2 164 556	-	2 164 556
00	M80047	RENV RSX BT DP F0369 NUUTANIA	4 143 892	-	4 143 892
00	M80049	RENV RSX BT DP S0129 MISSION	165 229	-	165 229
00	M80055	RENV RSX HT/BT PK33 - PK35	5 694 793	-	5 694 793
00	M80056	RENV RSX HT/BT PK35 - PK36	4 146 916	-	4 146 916
00	M80058	RENV RSX HT/BT RT2 PK18	3 432 771	-	3 432 771
00	M80059	RENV RSX BT DP F0214 FAAA	2 140 380	10 092	2 130 288
00	M80060	RENV RSX BT DP F0407 FAAA	1 644 087	-	1 644 087
00	M80061	RENV RSX HT/BT LOT SAGE	1 832 311	-	1 832 311
00	M80062	RENV RSX BT DP E2703 PAEA	762 262	-	762 262
00	M80065	RENV TIPI4 DP N0015 VAIAMI	521 271	-	521 271
00	M80066	RENF RSX BT QT FARIIPITI	1 061 191	205 464	855 727
00	M80067	RENV RSX BT MME T.BARRIER	353 741	-	353 741
00	M80068	RENF RSX HT/BT MATATIA	1 596 276	663 324	932 952
00	M80069	RENV RSX BT DP F0512 ST HILAIRE	2 680 105	-	2 680 105
00	M80071	RENV RSX HT/BT TAHARUU	3 990 301	-	3 990 301
00	M80072	RENV RSX DP F0361 AREVAREVA PAMATAI	1 576 864	-	1 576 864
00	M80073	RENV RSX RT1 PK36 - PK37	1 565 025	-	1 565 025
00	M80076	RENV RSX ANT TEROMA	1 782 169	-	1 782 169
00	M80077	RENV CELL DP U0003 FARE UTE	2 526 742	-	2 526 742
00	M80078	RENV RSX BT DP IV245 HAMUTA	1 489 996	-	1 489 996
00	M80079	RENV TUR8 DP S0147 BANQUE POLYNESIE	704 463	-	704 463
00	M80082	RENV RSX DP U1803 PAEA	1 755 275	-	1 755 275
00	M80084	RENV RSX DP N0111 RT1	1 241 203	-	1 241 203
00	M80089	RENV RSX BT RT1 PK19.1 - PK19.8	2 324 413	-	2 324 413
00	M80090	RENV TUR8 DP U0939 LOT MIRI	886 713	-	886 713
00	M80092	RENV RSX BT LOT TEHAPATOA	773 186	-	773 186
00	M80093	RENV RSX BT DP F0427	339 605	-	339 605
00	M80094	RENV RSX BT DP F0415 TAVARARO	1 116 339	-	1 116 339
00	M80095	RENV RSX BT PAMATAI	1 944 852	-	1 944 852
00	M80098	RENV RSX DP I0118	1 679 205	-	1 679 205
00	M80101	RENV RSX ZI PUNARUU	3 205 824	-	3 205 824
00	M80102	RENV RSX DP IV247 NAHOATA	3 433 923	274 068	3 159 855
00	M80103	RENV RSX DP A0511 ARUE	1 767 734	-	1 767 734
00	M80105	RENV RSX BT DP F0613 HEIRI	1 532 813	-	1 532 813
00	M80106	RENV RSX BT DP A0706 ARUE	2 536 655	-	2 536 655
00	M80107	RENV RSX BT FEEDER FATAUA MER	868 561	-	868 561
00	M80108	RENV RSX BT PIRAE GADIOT	3 142 056	-	3 142 056
00	R16007	RETROFIT DISJ DNF5 PS TIPAERUI	38 813 941	-	38 813 941
00	R16009	RENV SEPAM S84 PS TIPAERUI	96 806 620	-	96 806 620
00	R17005	EXT DP VAIMA SECU INCENDIE	2 431 759	2 431 759	-
00	R17007	RENOUV CENTRE DE KCONDUITE DISPATCHING I000	63 721 280	60 721 099	3 000 181
00	R17014	TGS TYPE TPS PS VAIRAATO A FIBRE OPTIQUE	6 026 719	-	6 026 719
00	R17018	F&P OPG PS PAPENOO AVAL	2 269 284	2 269 284	-
00		TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	685 402 610	121 018 958	564 383 652
00		TOTAL FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE DISTRIBUTION TAHITI NORD	710 332 819	141 234 751	569 098 068

Ets	N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchements	Extensions
00	219425	531070 ELECT LOGTS OPH TEROMA EXTENS 0120121942	1 326 109	1 326 109	-
00	403615	531070 EXT DECIAN W. LOT. TEMAHAME FAA'A 012014361	771 673	-	771 673
00	403815	531070 ELECT 120 LGTS OPH DOM.LABBE PIRAE 012014381	20 525 448	5 642 142	14 883 306
00	425075	531070 BRCHT COLL OPH QTR VAITUPA PAEA 0120142507	9 369 240	3 211 898	6 157 342
00	507255	531070 EXT TEHURITAU M. QT AUBRY FAAA 012015725	186 151	-	186 151
00	511606	531070 ELECT. IMM TE NOHA ITI 26LOGTS 0120151160	1 847 200	1 847 200	-
00	526095	531070 ELECT* 16LOTS ET 1 SUPRESEUR MIRI6 20152609	3 057 569	937 351	2 120 218
00	526105	531070 ELECT* 18LOTS MIRI 6 PHASE10.1 0120152610	3 021 544	951 564	2 069 980
00	608375	531070 ALIMENT* IMM NEW MAHANA PPT 012016837	13 477 744	6 845 497	6 632 247
00	610825	531070 ELECT RESID NOANOA QTR BARFF FAAA 0120161082	1 176 510	741 404	435 106
00	612345	533072 EXTENS MONNIER H. TERRE PAPA OA 0120161234	313 653	-	313 653
00	627905	535089 EXTENS VERNAUDON T PK35.8 PAPARA 0120162790	710 925	167 542	543 383
00	630125	531070 ALIMENT* IMM STENC ER URANIE PPT 0120163012	11 539 714	5 046 960	6 492 754
00	631695	531070 EXT ELECTRIFICATIO TIRAO CITE JAY 0120163169	3 142 478	-	3 142 478
00	632375	531070 OPH LES HAUTS DE TEROMA 10 CPTR 0120163237	257 684	257 684	-
00	632385	534073 REALISA* BORNE POS TE 600KVA ATN 0120163238	515 734	515 734	-
00	632395	534073 CREA* POSTE DP RAC IMM TUA RATA 0120163239	6 051 323	-	6 051 323
00	701925	531070 ETUDE PREL EXT AH- MIN MAGGY PNU 012017192	512 026	-	512 026
00	702155	531070 13 BRCHT COLL DOMA INE LABBE OPH 012017215	315 094	315 094	-
00	703375	531070 EXT RES HTA SOUT POSTE LR71 012017337	595 005	-	595 005
00	703825	533072 EXT RESEAU BT ELEC LEHARTEL MOERANIO12017382	291 489	-	291 489
00	705255	534073 ELECT RESIDENCE VAINUI PAPARA LR71 D00999	9 258 345	1 133 791	8 124 554
00	708835	531070 EXT BT SOUT ELECTR MAG TIARE PAMATAI 0117883	415 893	-	415 893
00	711045	531070 ELECT MAG TATI ET GEMO FAAA 0120171104	1 182 015	-	1 182 015
00	711375	531070 ALIMENT EPHAD PAMA TAI HILLS 367 0120171137	367 268	367 268	-
00	712615	531070 BRANCH COLL FORAIN OUTUMAORO 0120171261 D009	11 803 095	3 815 659	7 987 436
00	712905	533072 EXTENS TAHITI NUI TELECOM PAPENO 0120171290	714 047	-	714 047
00	715005	531070 EXT REMPL COFFRET GFC RAJOUT CAM 0120171500	135 992	-	135 992
00	715705	531070 CREAT POST DP LR71 HAMUTA PIRAE 0120171570	819 368	-	819 368
00	717045	531070 2 BCHMT SITE CHAMP IONNAT VAA 0120171704 D00	606 258	606 258	-
00	719235	531070 BCHT FORAIN VAITUP A D00999 0120171923	2 310 475	2 310 475	-
00	720815	531070 BCHT RAJOUT 2CPT MONO COLL 0120172081 D009	200 226	200 226	-
00	721765	531070 AMENAGMNT PARC PAY SAGER AORAI 0120172176	2 636 550	1 039 686	1 596 864
00	722635	531070 BCHT COLL THT FOOD COURT THT FIT 0120172263	1 460 565	1 460 565	-
00	725375	533072 EXT EMETTR TA78 VO DAPHONE PAPENO 0120172537	225 481	-	225 481
00	726285	531070 ALIMENTAT* PROP. TIRAO CITÉ JAY 0120172628	390 129	119 420	270 709
00	726385	531070 ALIMENT IMM VAN BA STOLAER PPT 0120172638	9 837 894	3 261 197	6 576 697
00	726435	344075 RACC & POSE NOUVEA U CPTAGE NS10 0120172643	529 333	529 333	-
00	727725	531070 EXT BT AERIEN CIME TIERE OROFARA 0120172772	274 402	-	274 402
00	729875	534073 BRANCH PUISS 160A ZONE BEL AIR 0120172987	668 280	668 280	-
00	730325	532071 ELECT LOT MAHATIA YOLANDE PAEA 0120173032	1 121 267	74 384	1 046 883
00	732265	533072 EXTENS VAEA BAMBRI DGE LOT 378 0120173226	220 241	-	220 241
00	732715	533072 EXTENS MONNIER LOT ERIMA ARUE 0120173271	213 569	-	213 569
00	734605	531070 BRCHT COLL OPH DOM AINE LABBE 0120173460	1 544 354	1 544 354	-
00	737375	531070 BRCHT COLL MARCHE PPT 0120173737	822 590	822 590	-
00	737505	534073 EXTENS GERARD J-L VALLEE TUAURU 0120173750	257 423	-	257 423
00	800195	534073 CREAT* BRCHT COLL IMM SCI KAHALA 01201819	354 163	354 163	-
00	800815	533072 EXTENS & RACC STE ABCDE GREEN ARUE 01201881	804 560	-	804 560
00	801855	533072 EXTENS HELME CHRIS TIAN PAPENO 012018185	275 794	-	275 794
00	801935	531070 ALIMENTAT*IMM FARE ORA TITIORO DERR H MATERI	2 277 109	2 277 109	-
00	803725	533072 EXT POST DP 400KVA MAXI BOUTIQUE 012018372	6 569 943	519 846	6 050 097
00	806245	533072 EXTENS SCI TIAFAUR AI ST HILAIRE 012018624	708 469	-	708 469
00	810895	533072 EXTENS ROND POINT ECHANGEUR RT1 0120181089	1 169 644	-	1 169 644
00	811535	531070 EXTENS MAVERAURA I ITI SARL PUN 0120181153	344 911	-	344 911
00	813355	533072 BRT COLL&DEPL CPTR IMM TAPUTUARAI 0120181335	603 154	603 154	-
00	814965	531070 ALIM FORAIN OUTUMA ORA 2018 0120181496	3 882 585	3 882 585	-
00	816055	531070 BRANCH PUISS CENTR DIALYSE PPT 0120181605	720 093	720 093	-
00	817075	531070 ALIMENT FORAINS DE VAITUPA 2018 0120181707	2 741 907	2 741 907	-
00	818365	531070 ALIMENT FORAINS MA MAO PORLIER 0120181836	1 210 015	1 210 015	-
00	B6970	FOURN & POSE BRCHT TAHITI TAHITI & ILES	4 289 157	4 289 157	-
00	CR3004	342042 RACCORDEMENT AUTOP RODUCTEUR RPCLTM CR3003	367 278	367 278	-
00	E3950	340040-POSE BRANCHEMENT BRANCH./COMPTAGE THT NORD	3 914 609	3 914 609	-
00	E3950M	340040-POSE COMPTEUR MONO	29 815 981	29 815 981	-
00	E3950T	340040-POSE COMPTEUR TRI	6 049 282	6 049 282	-
00	E3950Z	340040-POSE COMPTEUR ZMD	468 528	468 528	-
00	E3961	340040-COUPURE IMPAYES	-	-	-
		TOTAL FINANCEMENT TIERS DISTRIBUTION TAHITI NORD	193 586 555	102 973 372	90 613 183

5.4 - Dépenses de renouvellement

5.4.1 Réalisé de l'exercice

Production :

Chantier	Nature	Libellé des chantiers	Valeur Brute
R17000	Groupe	RENV SILENCIEUX ECHAPPEME NT W46 CHEMINEE G6P PUN	19 406 110
R15014	Groupe	RENV SILENCIEUX CHEMINEE G3P PUNARUU	23 547 432
TOTAL RENOUVELLEMENT PRODUCTION TAHITI NORD			42 953 542

Distribution :

	Réalisé		
	coût unitaire	quantité	Montant
POTEAUX BT	139 533	600	83 719 541
POTEAUX HT	340 392	76	25 869 757
CÂBLES BT	1 357	12 620	17 130 079
CÂBLES HT	3 007	692	2 082 075
COFFRET TELECOM (ITI)	721 519	1	721 519
COMPTEURS	71 761	1 198	85 969 300
IMMOS DISPATCHING			3 000 181
IAT	2 172 775	1	2 172 775
IAM			-
POSTE SOURCE			141 647 280
RESEAU SOUTERRAIN	15 607	8 418	131 379 640
TRANSFO	1 207 893	4	4 831 574
taux armement	50%		56 957 334
AUTRES COMPOSANTS			13 617 012
TOTAL RENOUVELLEMENT			569 098 068

Les dépenses de renouvellement immobilisées dans l'exercice sur les réseaux s'élèvent à 569 MF à comparer à une prévision de 725 MF.

Les principaux retards portent sur :

- les postes source prévus pour 220 MF, réalisé à 64% sur l'exercice figurent en immobilisations en-cours pour près de 60 MF, ils seront terminés et immobilisés sur 2019 ;
- le réseaux souterrain pour 38 MF ;
- et les transformateurs pour 32.

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	139 533	137 658	1 874	1%
POTEAUX HT	340 392	346 023	- 5 631	-2%
CÂBLES BT	1 357	1 077	281	26%
CÂBLES HT	3 007	3 339	- 331	-10%
COFFRET TELECOM (ITI)	721 519			
COMPTEURS	71 761	79 115	- 7 354	-9%
IMMOS DISPATCHING				
IAT	2 172 775	2 030 000	142 775	7%
IAM				
POSTE SOURCE				
RESEAU SOUTERRAIN	15 607	18 225	- 2 618	-14%
TRANSFO	1 207 893	1 200 000	7 893	1%
taux armement	50%	48%		
AUTRES COMPOSANTS				
TOTAL RENOUVELLEMENT				

Globalement, les valeurs de renouvellement sur 2018 sont cohérentes avec les valeurs prévues.

Câbles BT : écart non récurrent en amélioration par rapport à 2017.

Réseau souterrain : l'écart s'explique par la diversité des travaux et des coûts variables selon que les travaux sont réalisés sur des axes routiers nécessitant des interventions de nuit ou non.

Taux d'armement : stable par rapport à 2017.

Suivi des quantités

	quantité			
	Réalisé	Prévu	écarts (qté)	écarts (%)
POTEAUX BT	600	500	100	20%
POTEAUX HT	76	100	- 24	-24%
CÂBLES BT	12 620	9 000	3 620	40%
CÂBLES HT	692	3 500	- 2 808	-80%
COFFRET TELECOM (ITI)	1	-	1	
COMPTEURS	1 198	1 210	- 12	-1%
IMMOS DISPATCHING				
IAT	1	2	- 1	-50%
IAM		5	- 5	-100%
POSTE SOURCE				
RESEAU SOUTERRAIN	8 418	9 273		
TRANSFO	4	31	- 27	-87%

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

5.4.3 Besoin de renouvellement du 31/12/2016 à fin de concession

5.4.3.1 Evolution du besoin de renouvellement de 2016 à fin de concession

Production :

Composants Production	Estimation 31/12/2016	Ajustement 2017	Ajustement 2018	Estimation 31/12/2018
S/T Bâtiments	2 966 156 609	-1 136 047 977	0	1 830 108 632
G1P	1 503 071 130	-503 920 478	0	999 150 652
G2P	1 416 169 915	-416 702 469	0	999 467 446
G3P	1 423 323 890	-424 173 237	2 427 819	1 001 578 472
G4P	1 480 858 255	-229 719 190	0	1 251 139 065
G5P	2 069 206 530	-428 997 642	0	1 640 208 888
G6P	2 085 622 111	-1 978 279 596	-1 713 503	105 629 012
G7P	109 004 423	0	0	109 004 423
G8P	109 004 423	0	0	109 004 423
G secours	104 893 760	1 573 406	0	106 467 166
S/T Groupes	10 301 154 437	-3 980 219 206	714 316	6 321 649 547
Filières	1 851 726 453	5 070 645 854	0	6 922 372 307
Cellule Production	81 210 897	207 109 795	0	288 320 692
G Secours autres	24 354 559	-24 354 559	0	0
Total autres	1 957 291 909	5 253 401 090	0	7 210 692 999
TOTAL PRODUCTION TAHITI NORD	15 224 602 955	137 133 907	714 316	15 362 451 178

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

Distribution :

Composants	Estimation 31/12/2016	Ajustement 2017	Ajustement 2018	Estimation 31/12/2018
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	727 102 997	348 865 260	11 871 872	1 087 840 129
CABLE RESEAUX AERIENS HT	547 113 861	-368 343 579	861 178	179 631 460
CABLE RESEAUX AERIENS BT	858 616 046	-581 343 040	4 260 939	281 533 945
POTEAUX RESEAUX HT	655 304 388	7 793 019	1 891 571	664 988 978
POTEAUX RESEAUX BT	1 574 480 694	-20 158 951	9 074 108	1 563 395 851
ex "réseau aérien"	4 362 617 986	-613 187 291	27 959 668	3 777 390 364
COMPTAGE	3 728 757 868	-132 780 362	-27 917 414	3 568 060 092
INTERRUPTEURS AERIENS	151 637 601	1 102 216	1 092 841	153 832 658
TELECOM	0	0	0	0
ex "branchement et comptage"	3 880 395 469	-131 678 146	-26 824 572	3 721 892 751
Autres composants	443 996 245	46 242 018	0	490 238 263
GENIE CIVIL DP (TAHITI)	494 871 838	23 986 147	0	518 857 985
TELECOM (POSTE DP)	29 452 799	4 373 704	-721 720	33 104 783
POSTE SOURCE	1 544 447 399	27 941 776	-1	1 572 389 174
Dispatching	30 837 818	2 535 947	3 000 181	36 373 946
COFFRET TELECOM (ITI)	7 777 988	0	721 518	8 499 506
ARMEMENTS POSTES	6 688 889	0	0	6 688 889
CARTOGRAPHIE	0	0	0	0
RESEAU SOUTERRAIN	2 328 251 964	-89 647 494	20 916 746	2 259 521 216
TRANSFO	542 567 416	-115 001 631	3 756 148	431 321 934
Total souterrain & Autres	5 428 892 356	-99 569 534	27 672 873	5 356 995 696
TOTAL DISTRIBUTION TAHITI NORD	13 671 905 812	-844 434 970	28 807 969	12 856 278 810

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

5.4.3.2 Reste à faire

Production :

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	15 362 451 178
- réalisé 2017 :	-53 271 385
- réalisé 2018 :	-42 953 542
Reste à faire à fin 2018 :	15 266 226 251

Distribution :

Besoin 31/12/2016 réévalué à fin de période :	12 856 278 811
- réalisé 2017 :	-598 179 884
- réalisé 2018 :	-569 098 068
Reste à faire à fin 2018 :	11 689 000 859

5.4.3.3 Besoin prévisionnel de renouvellement à fin de concession

Production :

NATURE	TOTAL
centrale de 47,8 MW (1)	
moteurs G1 à G4P	
bâtiment et filières associées	9 781 321 733
centrale de 18 MW (2)	
moteurs G5 P	4 864 693 898
bâtiment et filières associées	
Composants des groupes	0
G1P cheminée	21 119 613
G2P cheminée	21 436 407
G3P cheminée	0
G4P turbo	73 720 325
G5P turbo & cheminée	93 235 363
G6P cheminée/turbo	86 222 902
G7P cheminée / turbo	109 004 423
G8P cheminée / turbo	109 004 423
GS	106 467 166
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION	15 266 226 253

Détail par année : CF chapitre "PLAN DE RENOUVELLEMENT"

Distribution :

Depuis 2015, le besoin de renouvellement à fin de concession est estimé par la direction technique.

Ces estimations du nombre de composant à changer sont :

- planifiées par années,
- valorisées sur la base des coûts constatés les exercices précédents puis actualisées pour prendre en compte la date de réalisation prévisionnelle,
- fiabilisées par le retour d'expérience et des campagnes d'audit , sur les réseaux.

Composants	Qté	Coût en MF		Qté	Coût en MF
postes cabines		1 163	dispatching	33	33
enveloppes	151	514			
transformateurs	123	152	réseau aérien		3 355
autres		496	poteaux BT	9 109	1 364
postes aériens		266	poteaux HT	1 616	607
transformateurs	284	266	câbles aériens BT	212 592	249
			câbles aériens HT	48 636	176
			armement et autres		959
postes sources		1 431	réseau souterrain	128 414	1 908
organes de coupure aérien		145	comptages	62 316	3 388
IAT	26	56			
IAM	69	90			
Sous total		3 005	Sous total		8 684
		Besoin total			11 689

Détail par année : CF chapitre "PLAN DE RENOUVELLEMENT"

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

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

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

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

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

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

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

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

Amortissement technique des biens au bilan

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

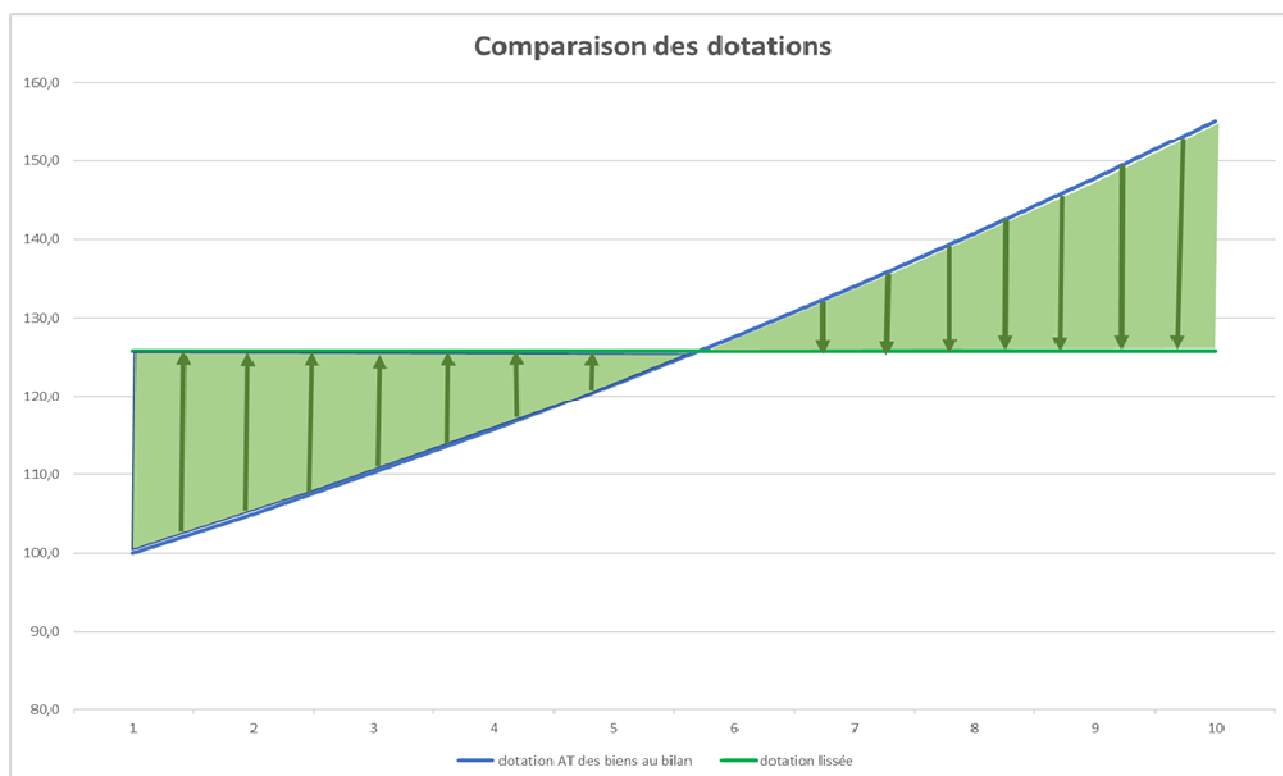
La dotation de l'exercice est obtenue en divisant ce reste à amortir sur la durée résiduelle de la concession.

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

Dotation/reprise de lissage

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

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



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

Les flèches vertes représentent les dotations/reprises de lissage

La droite verte horizontale représente la dotation résultante lissée

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

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

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

Détail des calculs / Production :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	19 969 611 948	19 761 185 221	208 426 727	
- financements tiers et concédant	(1 121 823 754)	(1 121 823 754)	-	
- IFC renouvellement cumul	(736 089 955)	(736 089 955)	-	
base amortissable	18 111 698 239	17 903 271 512	208 426 727	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	14 397 290 186	14 392 568 398	4 721 788	
Provisions antérieures à l'IFC				
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(53 271 385)	(53 271 385)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	3 805 099	3 805 099	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	14 347 823 900	14 343 102 112	4 721 788	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	109 997 341	109 997 341	-	(C)
reste à amortir	3 873 871 680	3 670 166 741	203 704 939	(D) = (A-B+C)
nb années restantes		13	13	
dotation	297 990 129	282 320 519	15 669 611	
réintégration droit entrée	-	-	-	
dotations exercice ⁽¹⁾	297 990 129	282 320 519	15 669 611	(E)
dotation cumulée	14 535 816 688	14 515 425 289	20 391 399	(B+E-C)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	253 118	253 118	-	
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	14 536 069 806	14 515 678 407	20 391 399	

methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	mécanique de lissage des AT		AT / biens existants au bilan		Améliorant	total
	Actif/Passif de renouvellement (fin ex)	dotations /reprises B	dotation aux amortissements A	dotation moyenne hors améliorant A + B	dotation aux amortissements	impact exercice (+) = produit
	(11 955 933 456)					
2017	(12 195 451 052)	(239 517 596)	(279 016 400)	(518 533 996)	(4 721 788)	(523 255 783)
2018	(12 431 664 529)	(236 213 477)	(282 320 519)	(518 533 996)	(15 669 611)	(534 203 606)
2019	(12 650 418 697)	(218 754 168)	(299 779 828)	(518 533 996)	(24 002 944)	(542 536 940)
2020	(12 869 172 865)	(218 754 168)	(299 779 828)	(518 533 996)	(28 093 853)	(546 627 849)
2021	(13 087 927 033)	(218 754 168)	(299 779 828)	(518 533 996)	(32 093 853)	(550 627 849)
2022	(12 219 867 675)	868 059 358	(1 386 593 353)	(518 533 996)	(35 982 742)	(554 516 738)
2023	(11 345 794 379)	874 073 296	(1 392 607 291)	(518 533 996)	(39 732 742)	(558 266 738)
2024	(10 471 721 083)	874 073 296	(1 392 607 291)	(518 533 996)	(39 732 742)	(558 266 738)
2025	(9 597 647 787)	874 073 296	(1 392 607 291)	(518 533 996)	(39 732 742)	(558 266 738)
2026	(8 723 574 491)	874 073 296	(1 392 607 291)	(518 533 996)	(39 732 742)	(558 266 738)
2027	(7 849 501 196)	874 073 296	(1 392 607 291)	(518 533 996)	(39 732 742)	(558 266 738)
2028	(6 939 938 844)	909 562 351	(1 428 096 347)	(518 533 996)	(39 732 742)	(558 266 738)
2029	(3 513 080 873)	3 426 857 971	(3 945 391 967)	(518 533 996)	(39 732 742)	(558 266 738)
2030	-	3 513 080 873	(4 031 614 869)	(518 533 996)	(39 732 742)	(558 266 738)
	-	11 955 933 456	(19 215 409 394)	(7 259 475 938)	(458 426 727)	(7 717 902 665)

écart sur moyenne

853 995 247

(1 372 529 242)

(518 533 996)

moyenne 2017 / 2030

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)

Dotation N

Régularisation dotation 2017

Total dotation amortissements biens au bilan 2018

Charges / (reprises) lissage 2018

écart charges lissées 2018

Total amortissement des actifs de concession

- régularisations et écarts

Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)

Total production

Tahiti

Tahiti Nord

production

SECOSUD

297 990 129

3 805 099

301 795 228

236 213 477

5 093 544

4.4.4 543 102 249

- 8 898 643

534 203 606

268 589 393

210 223 451

4 533 113

483 345 957

33 205 835

25 990 026

560 431

59 756 292

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)

Total amortissement au bilan

14 536 069 806

731 059 154

15 267 128 960

Détail des calculs / Distribution et dispatching :

Amortissement des biens au bilan	Total	Biens au bilan	Améliorant	
Vo cloture 2018 (hors droit incorporel)	22 335 159 627	21 776 157 613	559 002 014	
- financements tiers et concédant	(3 951 670 378)	(3 629 314 143)	(322 356 235)	
- IFC renouvellement cumul	(3 511 416 919)	(3 395 412 212)	(116 004 707)	
base amortissable	14 872 072 330	14 751 431 258	120 641 072	(A)
Cumul des dotations à l'ouverture	9 175 023 279	9 172 831 216	2 192 063	
Provisions antérieures à IIFC	4 260 194 768	4 260 194 768	-	
Régularisation sortie 2017 (bilan)	(346 075 005)	(346 075 005)	-	
Régularisation dotation 2017 (résultat)	17 588 485	17 588 485	-	
Cumul dot à l'ouverture corrigé	13 106 731 527	13 104 539 464	2 192 063	(B)
- sortie AT des biens renouvelés (exercice)	296 146 551	296 146 551	-	(C)
reste à amortir	2 061 487 354	1 943 038 345	118 449 009	(D) = (A-B+C)
nb années restantes	13	13	13	
dotation	158 575 950	149 464 488	9 111 462	
réintégration droit entrée	-	-	-	
dotations exercice ⁽¹⁾	158 575 950	149 464 488	9 111 462	(E)
dotation cumulée	12 969 160 926	12 957 857 401	11 303 525	(B+E-C)
réintégration droit entrée amt cumulé antérieur	246 882	246 882	-	
dotations cumulées à fin 2018 ⁽²⁾	12 969 407 808	12 958 104 283	11 303 525	

	methode lissée charge nette totale (hors régul. & écarts)						
	AT / biens existants		Lissage	Actif/Passif de renouvellement	Améliorant	Caducité	total
	dotation aux amortissements A	dotation hors améliorant lissée A+B	dotations /reprises B				
2017	(148 945 267)	(366 002 675)	(217 057 408)	(217 057 408)	(2 192 063)	617 423 854	249 229 115
2018	(149 464 488)	(366 002 675)	(216 538 187)	(433 595 596)	(9 111 462)	617 423 854	242 309 717
2019	(189 980 916)	(366 002 675)	(176 021 760)	(609 617 355)	(11 863 375)	617 423 854	239 557 804
2020	(239 702 914)	(366 002 675)	(126 299 761)	(735 917 117)	(14 700 037)	617 423 854	236 721 142
2021	(282 781 285)	(366 002 675)	(83 221 391)	(819 138 507)	(17 619 128)	617 423 854	233 802 051
2022	(326 688 875)	(366 002 675)	(39 313 800)	(858 452 307)	(20 615 921)	617 423 854	230 805 258
2023	(386 523 180)	(366 002 675)	20 520 505	(837 931 803)	(23 681 947)	617 423 854	227 739 232
2024	(433 379 254)	(366 002 675)	67 376 578	(770 555 224)	(26 802 706)	617 423 854	224 618 473
2025	(450 653 086)	(366 002 675)	84 650 411	(685 904 813)	(29 953 455)	617 423 854	221 467 723
2026	(469 071 633)	(366 002 675)	103 068 958	(582 835 856)	(33 090 774)	617 423 854	218 330 405
2027	(485 990 121)	(366 002 675)	119 987 446	(462 848 410)	(36 133 559)	617 423 854	215 287 620
2028	(503 248 621)	(366 002 675)	137 245 946	(325 602 464)	(38 912 328)	617 423 854	212 508 851
2029	(518 361 783)	(366 002 675)	152 359 108	(173 243 356)	(40 991 732)	617 423 854	210 429 447
2030	(539 246 032)	(366 002 675)	173 243 356	-	(40 605 529)	617 423 854	210 815 649
	(5 124 037 454)	(5 124 037 454)	-	-	(346 274 016)	8 643 933 957	3 173 622 487
écart		(366 002 675)					
		moyenne 2017/2030					

1) dotation impactant le résultat de l'entreprise (biens financement concessionnaire)

	Total	Distribution	Dispatching	Autres
Dotation N	158 575 950	152 224 641	6 351 309	
Régularisation dotation 2017	17 588 485	17 588 485	-	
Total dotation amortissements biens au bilan 2018	176 164 435	169 813 126	6 351 309	-
Charges / (reprises) lissage 2018	216 538 187	215 294 694	1 243 493	
écart charges lissées 2018 et autres	(4 734 107)	2 860 695	-	(7 594 802)
Reprise lissée caducité	(617 423 854)	(617 423 854)	-	-
Total amortissements des actifs de concession	4.4.4 (229 455 339)	(229 455 339)	7 594 802	(7 594 802)
- Régularisations & écarts	(12 854 378)			
Charge lissée dotation 2018 (hors régularisations & écarts)	(242 309 717)	(229 455 339)	7 594 802	(7 594 802)

2) amortissement cumulé (financement concessionnaire)

Amortissement cumulé (financement concessionnaire)	12 969 407 808
Amortissement cumulé (financement tiers & concédant)	2 172 222 264
Total amortissement au bilan	15 141 630 072

Reprise lissée caducité avenant 17

Cumul doté à l'ouverture	8 026 510 103
reprise lissée	(617 423 854)
Caducité à fin 2018	7 409 086 249

5.5.3 Impact sur l'exercice

Les charges calculées en méthode lissée (résultat des concession) sont inférieures à celle découlant de la méthode PCG (comptes sociaux).

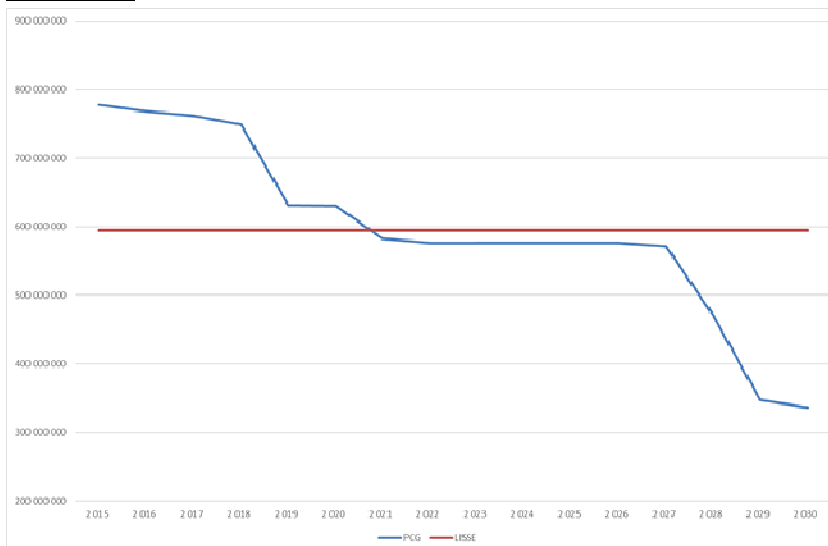
	Tahiti Nord		
	PCG	lissée	Ecart
PRODUCTION	783 457 719	543 102 249	- 240 355 470
DISTRIBUTION	- 64 190 690	- 229 455 339	- 165 264 649
TOTAL	719 267 029	313 646 910	- 405 620 119

Les écarts s'expliquent :

- en distribution : par la réduction de la base amortissable du montant des provisions comptabilisées à la signature de l'avenant 17 (impact linéaire des 2016 en méthode lissée / impact progressif au fur et à mesure des renouvellements en PCG)
- en production : par un rythme différent de provisionnement des renouvellements (durée de vie des biens en PCG / durée résiduelle de la concession en méthode lissée)

1) La méthode PCG alourdit les charges de début de période, ces dernières diminuent avec l'arrivée des renouvellements.

Illustration



5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année

Production

Chantier	Nature	Libellé des chantiers	Valeur Brute
R17021	Groupe	CARTOUCHE TPL77A32 SECOUR S TURBO CENT PUNARUU	53 308 706
R17011	Groupe	CARTOUCHE TPL77A32 SECOUR S TURBO CENT PUNARUU	65 164 009
R17003	Filières	TVX CIRC EAU SURCHAUFFEE TR3 G7P-G8P PUNARUU	15 421 169
R17017	Filières	SYSTEME DE FILTRATION AU CHARBON ACTIF PUNARUU	5 593 196
R18013	Filières	PURE VENT G3P DISPO FILTR BROUILLARD HUILE	2 834 617
TOTAL AMELIORANTS PRODUCTION TAHITI NORD			142 321 697

Distribution

composants	Améliorant-Réalisé 2018	
	Qté	Coût en MF
postes cabines		3
enveloppes		2
transformateurs		
autres		1
postes aériens		0
transformateurs		0
autres		
postes sources		2
organes de coupure aérien		-
IAT		
IAM		
télécommandes		0
réseau aérien		26
poteaux BT	70	10
poteaux HT	12	4
câbles aériens BT	2 463	3
câbles aériens HT	202	1
armement et autres		9
réseau souterrain		30
comptages		19
monophasés	395	7
triphasés	32	1
ZMD	32	8
solaires monophasés	114	3
solaires triphasés		
solaires ZMD		
prépaiement		
autres distribution		-
dispatching		61
Total		141

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.

INVENTAIRE DES TERRAINS REMIS AU CONCEDANT EN FIN DE CONTRAT CONTRE INDEMNITE, ET MONTANT DE L'INDEMNITE CORRESPONDANTE

DESIGNATION	COMMUNE	TITRE DE PROPRIETE	REFERENCES	SURFACE (M ²)	MONTANT DE L'INDEMNITE* (F CFP)
Terrain principal Centrale Emile MARTIN	PUNAAUIA	Acte d'échange transcrit le 23.12.1985 (n°07, vol.1351)	Lots 115 à 123 et 134 à 142 du lotissement basse vallée de Punaruu	19.428	118.000.000
Terrain stockage principal PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 27.05.2005 (n°19,vol.2996)	Lot E lotissement BROTHERTON parcelle S 271	10.794	449.244.800
Terrain stockage supplémentaire PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 10.06.2008 (n°3,vol.3376)	Terre TUPAPAUPITI, parcelle S 281	3.006	168.845.155
					736.089.955

Article 22.2 Biens de distribution

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

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

FAMILLE	IFC prévisionnelle sur biens à renouveler	IFC sur biens existants au bilan au 31/12/2018 et non renouvelables	TOTAL IFC prévisionnelle 31/12/2018
ARMEMENTS POSTES	4 438 800	4 609 572	9 048 372
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	735 282 297	279 309 108	1 014 591 406
AUTRES COMPOSANTS (DP)	301 398 889	87 590 256	388 989 145
CABLE RESEAUX AERIENS	326 180 502	81 824 636	408 005 138
CARTOGRAPHIE	-	-	-
COFFRET TELECOM (ITI)	3 417 233	727 212	4 144 445
COMPTEURS	2 008 952 919	266 757 380	2 275 710 300
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	390 818 586	81 033 298	471 851 884
IMMOS DISPATCHING	7 848 341	5 269 619	13 117 961
INTERRUPTEURS AERIENS	88 859 713	1 203 974	90 063 687
PIECES DE SECURITE	-	-	-
POSTE SOURCE	1 102 120 920	261 035 421	1 363 156 341
POTEAUX RESEAUX	1 741 567 848	624 106 634	2 365 674 482
RESEAU SOUTERRAIN	1 590 574 254	1 662 989 324	3 253 563 578
TELECOM (POSTE DP)	18 223 216	7 685 206	25 908 422
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN	-	-	-
TRANSFOS	337 263 498	147 275 278	484 538 776
Total général	8 656 947 016	3 511 416 919	12 168 363 935

L'indemnité prévisionnelle de fin de concession est estimée à 12.168 MF contre 11.654 MF en 2017, les principales explications sont :

- (1) Compteurs : l'IFC globale est de 2 275 MF contre 2 106 MF en 2017, cette variation s'explique par l'abandon du projet Smart Grid et impliquant de ce fait le renouvellement des compteurs.
- (2) Postes source : l'IFC globale est de 1.363 MF contre 1.258 MF, cette variation s'explique par une durée amortissement prise en compte en N-1 différente de celles prises en N.
- (3) Poteaux : l'IFC globale est de 2.365 MF contre 2.258 MF, cette variation s'explique par une durée amortissement prise en compte en N-1 différente de celles prises en N.

5.8 - Plan de Renouvellement

Distribution

En matière de réseaux, les durées de vie sont estimées de manière statistique par grande famille de composants (durée de vie moyenne) alors même que la durée de vie réelle d'un composant peut varier de manière très significative en fonction de son environnement (termite, eau salée, phénomènes climatiques, accidents de la route, besoins de déplacement, qualité de la pose d'origine, qualité intrinsèque de chaque lot de marchandises livrées.)

Il en ressort que si le besoin global sur la durée de la concession peut être estimé avec une certaine fiabilité, les renouvellements sont opérés sur le terrain de façon pragmatique en fonction des besoins immédiats et des priorités

		2 019	2 020	2 021	Besoin estimé de 2019 à 2030
ARMEMENTS POSTES	montant	3 186 587	307 689	278 927	6 688 889
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	montant	73 500 128	74 602 630	75 721 669	958 530 707
AUTRES COMPOSANTS (DP)	montant	216 372 362	20 892 378	18 939 394	454 182 121
CABLE RESEAUX AERIENS BT	qté	17 716	17 716	17 716	212 592
	coût unit.	1 077	1 093	1 109	1 170
	montant	19 072 782	19 358 874	19 649 257	248 732 184
CABLE RESEAUX AERIENS HT	qté	4 053	4 053	4 053	48 636
	coût unit.	3 339	3 389	3 440	3 629
	montant	13 532 802	13 735 794	13 941 831	176 484 129
COFFRET TELECOM (ITI)	montant	3 705 433	357 787	324 342	7 777 987
COMPTEURS	qté	1 402	12 140	11 774	62 316
	coût unit.	48 896	49 244	51 361	54 364
	montant	68 552 668	597 827 251	604 729 181	3 387 776 509
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	montant	245 071 835	23 663 527	21 451 502	514 424 506
IMMOS DISPATCHING	montant	6 888 345	5 409 887	-	33 373 765
INTERRUPTEURS AERIENS TELECOMMANDES	qté	2	2	2	26
	coût unit.	1 968 423	1 997 949	2 027 918	2 123 842
	montant	4 264 916	4 328 889	4 393 823	55 619 667
INTERRUPTEURS AERIENS MANUELS	qté	6	6	6	69
	coût unit.	1 195 117	1 213 044	1 231 240	1 363 574
	montant	6 871 925	6 975 003	7 079 628	89 618 221
POSTE SOURCE	montant	295 305 127	231 923 261	-	1 430 741 894
POTEAUX RESEAUX BT	qté	759	759	759	9 109
	coût unit.	137 800	139 867	141 965	149 756
	montant	104 601 536	106 170 559	107 763 117	1 364 130 742
POTEAUX RESEAUX HT	qté	135	135	135	1 616
	coût unit.	345 618	350 802	356 064	375 606
	montant	46 543 200	47 241 348	47 949 968	606 979 712
RESEAU SOUTERRAIN	qté	10 701	10 701	10 701	128 414
	coût unit.	13 672	13 877	14 085	14 858
	montant	146 304 790	148 499 362	150 726 852	1 907 991 696
TELECOM (POSTE DP)	montant	13 082 332	1 263 197	1 145 116	27 460 814
TRANSFO	qté	34	34	34	407
	coût unit.	946 131	960 323	974 728	1 028 224
	montant	32 089 604	32 570 948	33 059 513	418 487 315
TOTAL PLAN DE RENOUVELLEMENT		1 298 946 370	1 335 128 384	1 107 154 120	11 689 000 858

Production :

NATURE	2019	...	2022	2023	...	2028	2029	2030	TOTAL
centrale de 47,8 MW (1) moteurs G1 à G4P			9 781 321 733						
bâtiment et filières associées									9 781 321 733
centrale de 18 MW (2) moteurs G5 P							4 864 693 898		4 864 693 898
bâtiment et filières associées									
Composants des groupes									0
G1P cheminée	21 119 613								21 119 613
G2P cheminée	21 436 407								21 436 407
G3P cheminée									0
G4P turbo	73 720 325								73 720 325
G5P turbo & cheminée	93 235 363								93 235 363
G6P cheminée/turbo								86 222 902	86 222 902
G7P cheminée / turbo				24 055 752			84 948 671		109 004 423
G8P cheminée / turbo				24 055 752			84 948 671		109 004 423
GS						106 467 166			106 467 166
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION	209 511 708	0	9 781 321 733	48 111 504	0	106 467 166	5 034 591 240	86 222 902	15 266 226 253

Un nouveau scénario de renouvellement des moyens de production est en cours de discussion avec le pays ; il est fortement orienté en faveur de la transition énergétique. Il sera intégré aux comptes de l'exercice au cours duquel il sera validé.

5.9 - Programme prévisionnel d'investissement 2018



N/Réf. : FD/NI 2017/640

Service des Energies

BP 3829
98713 PAPEETE

A l'attention de Madame Sylvie YU CHIP LIN

Puurai, le 28 Septembre 2017

Objet : Programme prévisionnel d'investissements de la concession Nord pour l'année 2018

Madame la Chef de Service,

Je vous prie de bien vouloir trouver ci-joint le tableau synthétique du programme prévisionnel d'investissements de la concession Nord pour l'année 2018 en production et distribution et une note explicative.

Nous nous tenons à votre disposition pour vous présenter en détails chaque opération prévue.

Nous vous prions d'agréer, Madame la Chef de Service, l'expression de nos salutations distinguées.



François DU PONT
Directeur Général Adjoint,
en charge de la Direction Technique

Copies int. : DT

ELECTRICITE DE TAHITI
Direction Technique

Siège social - Faa'a - Route de Puurai - Tahiti
BP 8021 - 98 702 Faa'a

Tel. + (689) 40 86 76 60 - Fax + (689) 40 41 05 90 - EDT Infos Conseils : + (689) 40 86 77 86 - E-mail : edt@edt.engie.com

Site Internet : www.edt.pf - Votre agence en ligne : agence.edt.pf - Facebook : EDT ENGIE

S.A au capital de 5 406 094 500 XPF - RC N° 53 3 B - N° Tahiti 031864

Programme prévisionnel d'investissements 2018

Ce programme prévisionnel d'investissements 2018 porte sur les programmes de renouvellement, d'extension ou d'amélioration des ouvrages de production et de distribution de la concession EDT Nord.

Ce programme prévisionnel ne comprend pas :
la participation contractuelle EDT au coût des extensions demandées par les tiers

Pour certaines opérations dont les études ne sont pas achevées, le montant inscrit au programme est une estimation préliminaire.

PRODUCTION	2018	
	241 000 000 XPF	
	Améliorant	Renouvellement
Bâtiments et aménagement:		
Amélioration de la sûreté de la centrale de Punaruu : Contrôle d'accès, clôture, aménagement de l'entrée	60 000 000 XPF	10 000 000 XPF
Filière groupes:		
Renouvellement turbocompresseurs des groupes Wartisla Renouvellement cheminée G5P (silencieux, cheminée et chapeau)	63 000 000 XPF	25 000 000 XPF
Filière combustible		
rénovation Calorifugeage et conduites fioul		20 000 000 XPF
Filière énergie		
Variateur de vitesse aéro G8P TSR24	6 000 000 XPF	
Régulateurs de vitesse G3P-G4P	7 000 000 XPF	
Oscilloperturbographe	10 000 000 XPF	
Nouvelle salle de quart	40 000 000 XPF	
TOTAL	186 000 000 XPF	55 000 000 XPF

DISTRIBUTION	2018	
	1 048 751 000 XPF	
	Améliorants	Renouvellement
Extension/renforcement des postes sources		
Nouveau transformateur 10 MVA de Atimaono	72 100 000 XPF	
Installation 3ème TR à Punaruu (transfo issue de Vairaatoa)	61 000 000 XPF	
Remplacement transformateur 20 MVA du poste source de Vairaatoa par un 32 MVA	70 700 000 XPF	
Transferts de propriété TEP/EDT: Punaruu, Vairaatoa, Papenoo Aval	78 451 000 XPF	
Evolution MISTRAL et dispatching et travaux sécurité	10 000 000 XPF	
Chargeur 48 Vcc dispatching	500 000 XPF	500 000 XPF
Travaux divers Oscilloperturbographe	1 000 000 XPF	
Extension tableau HTA distribution PS Atimaono	47 500 000 XPF	
Extension/renforcement des poste DP	8 000 000 XPF	
Extension/renforcement des réseaux HTA		
Renforcement HTA	6 000 000 XPF	4 000 000 XPF
Renouvellement des réseaux HTA		
Renouvellement des réseaux aériens	5 000 000 XPF	215 000 000 XPF
Renouvellement des réseaux souterrains		183 000 000 XPF
Extension/renforcement des réseaux BT	10 000 000 XPF	
Renouvellement du réseau BT		15 000 000 XPF
Extensions à la demande du concédant article 14A		
Estimation prévisionnelle sous réserve des demandes du ministère	55 000 000 XPF	
Déplacement des ouvrages à la demande de l'Equipement	13 000 000 XPF	
Nouveaux comptages		
Nouveaux comptages	25 000 000 XPF	
Equipements de télé-relèves	6 000 000 XPF	
Renouvellement comptages et branchements		162 000 000 XPF
TOTAL	469 251 000 XPF	579 500 000 XPF

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 Fuel et 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 2010 au 31 décembre 2019.

Prix : prix officiels fixés par la Polynésie française, diminués d'une remise de 2,50 xpf/litre sur les prestations locales, s'agissant du gasoil.

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 2018. Les prix de l'hydroélectricité sont distincts par concession, avec une formule d'actualisation annuelle.

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

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

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

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

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

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.

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

Au 31/12/2018, 1592 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 transport d'énergie (EDT - T.E.P.)

Electricité de Tahiti a signé avec la société T.E.P. un contrat relatif au versement de la redevance de transport, venant remplacer un précédent contrat de 1988.

Durée : du 31 mai 2012 au 30 mai 2018.

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.

Durée : du 31 mai 2012 au 30 mai 2018. Prolongé pour un an, soit jusqu'au 31 mai 2019.

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.

Durée : du 31 mai 2012 au 30 mai 2018. Prolongé pour un an, soit jusqu'au 31 mai 2019.

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) Contrat de maintenance des réseaux de transport (EDT-TEP)

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

Durée : du 31 mai 2012 au 30 mai 2018. Prolongé pour un an, soit jusqu'au 31 mai 2019.

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

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 les deux agences commerciales :

- Agence Arue : Bail commercial avec la SCI Ra'imoana. Durée : 1^{er} août 2010 au 31 juillet 2019, renouvelables dans les conditions prévues au code de commerce. Loyer : 115.000 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 sont versés sur un compte séquestre géré par le mandataire social M. TOURON, dans le cadre d'un litige sur l'identité du propriétaire du sol.

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