



**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 2017

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 -----	18
1.3 Le cadre juridique et contractuel -----	23
2 – OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE -----	25
2.1 - Mode de détermination des tarifs -----	26
2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017 -----	26
2.3 - Chiffre d'affaires énergie -----	28
2.4 - Autres produits d'exploitation -----	28
2.5 - Statistiques de ventes -----	28
2.6 - Gestion des impayés -----	33
2.7 - Services offerts à la clientèle -----	33
2.8 - Actions en faveur de la maîtrise des dépenses d'énergie -----	34
3 - OBLIGATIONS DE SERVICE -----	36
3.1 – Production -----	37
3.2 - Qualité de la fourniture -----	39
3.3 - Réseau de transport et de distribution -----	41
3.4 - Raccordement solaire -----	42
3.5 - Achat d'énergie solaire en kwh par tarif -----	42
4 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES -----	43
4.1 - Principes de la comptabilité appropriée -----	44
4.2 - Méthodologie et clés de répartition analytique -----	51
4.3 - Comptes de la concession -----	55
4.4 - Chiffre d'affaires énergie, Revenu autorisé et produits comptabilisés -----	64
4.5 - Objectivation de la marge -----	69
5 – INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES -----	74
5.1 - Variation du patrimoine immobilier -----	75
5.2 - Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public -----	77
5.3 - Suivi du programme contractuel d'investissements -----	79
5.4 - Dépenses de renouvellement -----	85
5.5 - Méthode relative aux charges calculées -----	91
5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année -----	94
5.7 - Indemnités de fin de concession -----	95
5.8 - Plan de Renouvellement -----	97
5.9 - Programme prévisionnel d'investissement 2017 -----	99
6 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE DU SERVICE PUBLIC -----	102

0 - FAITS MARQUANTS

Communs à toutes les concessions d'EDT :

Rapport de la chambre territoriale des comptes :

La Chambre Territoriale des Comptes (CTC) a rendu publics deux rapports d'observations définitives portant, l'un sur la politique de l'Énergie de la Polynésie française depuis 2007, et l'autre sur la SEM TEP.

Le premier rapport souligne l'absence de ligne directrice imprimée au secteur de l'énergie par les différents gouvernements qui se sont succédés de 2007 à 2013 : « la politique énergétique s'est principalement focalisée sur le niveau élevé du prix de l'électricité » ; ce qui a eu pour principal effet : « d'aigrir exagérément les relations de la collectivité avec le concessionnaire historique (EDT) et de creuser les malentendus ». La chambre relève que depuis 2014, le dialogue a été restauré avec le gouvernement. La formule tarifaire a ainsi été profondément modifiée à travers l'avenant 17, pour permettre une plus grande transparence, et procéder à deux baisses du prix de l'électricité (mars 2015 et mars 2016) qui s'ajoutent à celle d'octobre 2013, totalisant ainsi une réduction de plus de 10% des prix. Ce dialogue doit perdurer, la recommandation N°1 du rapport en est le reflet.

Dans sa recommandation n° 3, le rapport de la CTC indique qu'il faut « pérenniser » la méthode de contrôle instaurée par le concédant, et non la changer. Il confirme que la mesure de la rentabilité financière d'EDT, située à 8,81% entre 2007 et 2015, est inférieure à la « fourchette raisonnable » estimée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui est de « de 9 à 11% ». Ceci conforte les informations que nous avons déjà diffusées sur le taux de résultat de la concession, qui reste au niveau tout à fait raisonnable de 2 à 5% du chiffre d'affaires depuis plus de 10 ans. Cette mention dans un rapport officiel nous permettra de renforcer notre argumentation en réponse aux prétendues « marges au-delà du raisonnable » qui avait été évoquées dans le passé, y compris par des tribunaux.

Enfin, le rapport de la CTC souligne, et ce n'est pas le moindre des points positifs, les performances techniques du groupe, notamment la réduction du temps de coupure qui est remarquable par rapport aux autres pays du bassin Pacifique.

Si la CTC salue l'émergence d'une politique énergétique, elle souligne plusieurs points faibles de la réforme du système électrique souhaité par le Pays. La CTC souligne en effet que le choix du modèle « non intégré » fait par la Polynésie, à savoir séparant la production, le transport et la distribution, est « inédit » et « sans précédent » car contraire à ce qui se fait dans les outre-mer et en Corse. Elle poursuit en précisant que « très peu de territoires de population comparables à la Polynésie ont adopté un modèle similaire ».

La CTC souligne qu'il « reste plusieurs angles morts concernant des points importants ».

Le premier d'entre eux est le coût de ce projet de transition énergétique. La CTC précise : « A aucun moment, le coût global, et surtout les conditions de la soutenabilité financière du projet de transition énergétique n'ont été abordés ». « Le Plan de Transition Énergétique ne contient aucun chiffrage global ». « Ainsi, pour atteindre les objectifs que la Polynésie s'est fixés, 50% d'EnR dans trois ans, 70% dans 8 ans (sic), les financements sont conséquents mais ne sont pas encore fléchés ». « A ce stade la part que doit logiquement soutenir le tarif reste donc indéterminée ».

Enfin, plusieurs recommandations soulignent le besoin prioritaire d'établissement des règles de péréquation fiscale pour l'ensemble des usagers du service, la nécessité de relancer l'hydroélectricité, conforter l'énergie photovoltaïque et développer la maîtrise de l'énergie, notamment l'utilisation de la norme HQE pour les bâtiments, ce qui va dans le sens de nos projets de développement.

La publication de ces rapports devrait être de nature à éclaircir le débat sur le système énergétique de notre Pays et certaines idées reçues.

Comptabilité :

1) Méthode comptable :

En rappelant :

- Que le référentiel comptable utilisé par EDT pour ses charges calculées est celui du Plan Comptable des Entreprises Concessionnaires de 1975 lequel ne permet pas l'affichage d'un résultat annuel représentatif de l'avancement économique du contrat sur la période.
- Que 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.

Pour répondre à cette obligation, 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.

2) Loi de pays sur les provisions :

Une loi de pays a été adoptée par l'Assemblée, sans concertation des professionnels ni du CESC. Cette loi de pays est applicable aux contrats en cours, et risque d'avoir des impacts négatifs très conséquents sur les comptes des concessions, sans pour autant atteindre les objectifs d'amélioration du service public qu'elle se fixe.

Cette loi pose des difficultés significatives car, tout en laissant à la charge des concessionnaires leurs obligations en matière de renouvellement des ouvrages, elle leur demande de justifier les provisions déjà dotées « bien par bien », ce qui est réalisable pour les provisions de renouvellement constituées pour les ouvrages en matière de production mais ce qui ne l'est pas pour les ouvrages de réseaux, compte-tenu du nombre significatif de composants et de durées de vie variables.

La loi prévoit qu'en cas d'impossibilité de justifier les provisions « bien par bien », ces dernières sont transférées dans un fonds de travaux, considéré comme un « apport du concédant » et rémunéré comme tel. Le concessionnaire se trouvera donc privé des ressources financières régulièrement constituées pour faire face à ses obligations contractuelles de renouvellement.

De même la loi, ne permet plus aux concessionnaires de doter de nouvelles provisions si elles ne sont pas justifiées « bien par bien ». Elle ne précise pas non plus dans quel cadre et quelles limites, une autorité concédante peut décider de refuser de valider le plan de renouvellement présenté par son concessionnaire, rendant ainsi réputées « sans objet » les provisions correspondantes.

Compte-tenu des conséquences significatives que cette loi fait peser sur l'économie des concessions, EDT a introduit le 23 avril 2018 un recours contre cette loi de pays au Conseil d'Etat, ce qui empêche sa promulgation le temps de la procédure.

Performance :

2017 a été l'année de la poursuite de notre plan de transformation de l'entreprise « Engie PF 2020 » avec la mise en œuvre de différents projets visant tant à l'amélioration de la performance qu'au développement de l'entreprise.

Le projet le plus significatif arrivé à terme dans l'exercice est la réforme du quart.

Sécurité :

Nous enregistrons sur l'année 2017 écoulée :

1 accident du travail avec arrêt (hors trajet) cumulant 3 jours d'interruption du travail.

- Taux de fréquence = 1,19 (valeur cible $\leq 4,7$).
- Taux de gravité = 0,04 (valeur cible $\leq 0,12$).

1 accident du travail sans arrêt (hors trajet).

6 accidents de trajet, dont 3 avec arrêt cumulant 63 jours d'interruption du travail.

Tarif :

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 ».

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.

L'autorité concédante s'appuie sur le fait que la formule de Revenu Autorisé ne serait pas encore en vigueur, du fait du retard pris par l'adoption d'une réglementation mettant en place une péréquation tarifaire sur tout le territoire de la Polynésie française (condition suspensive à l'application de la nouvelle formule).

Par deux fois, les demandes d'augmentation tarifaires d'EDT ont été rejetées, alors que la hausse des charges supportées par cette dernière est manifeste.

En cumul à fin 2017, le manque à gagner net s'est établi à 307 MF. En cumul à fin 2018, si rien n'est fait, il devrait s'élever, toutes choses égales par ailleurs, à près de 1.500 MF.

A défaut de mesure prise par le gouvernement, soit pour remettre à jour les prix de l'électricité, soit à minima pour compenser les hausses de charges subies par le concessionnaire, EDT a introduit un recours devant le tribunal administratif, sur la base de la gestion déloyale du contrat par l'autorité concédante.

Spécifiques à la concession de Tahiti Nord

Audits :

En juillet 2016, la Polynésie française a confié au cabinet d'expertise comptable CROWE HORWATH la mission d'audit de la comptabilité appropriée de la concession de Tahiti Nord, en prévision notamment de la première échéance de révision des forfaits, prévue au 1er mars 2017.

Le cabinet n'a cependant rendu les éléments de son pré-rapport qu'en deux fois, au mois de juin et au mois d'août 2017. L'analyse de ces livrables par EDT a montré de nombreuses conclusions erronées, ainsi qu'un certain nombre de procès d'intention inacceptables à l'égard du concessionnaire EDT. Du reste, ce projet de rapport n'apporte aucune démonstration chiffrée, lorsqu'il soulève des critiques sur certaines lignes de comptes de la concession, et n'apporte aucune aide en vue d'une éventuelle révision des forfaits de charge constituant le revenu autorisé, alors que c'était l'une des missions principales qui lui était confiées par le Pays.

Une note d'observation détaillée et circonstanciée a été adressée le 18 septembre 2017 au concédant, afin qu'il fasse rectifier les affirmations erronées du projet de rapport et retirer certaines rédactions de nature à nourrir des polémiques injustifiées.

Le Ministre de l'énergie a confirmé que la rédaction du pré-rapport d'audit HORWATH sur la comptabilité appropriée des concessions d'EDT, serait conforme à celle qui avait pourtant été fermement contestée par nos différents courriers de l'année 2017. Les erreurs et les accusations infondées émises dans ce rapport sont donc maintenues, malgré nos démonstrations. Les observations faites par EDT devraient être jointes au rapport définitif comme s'y est engagé le ministre.

Rapport de la chambre territoriale des comptes :

La CTC souligne également que pour mettre en place la réforme voulue par la Polynésie, « il faudrait mettre fin d'une manière ou d'une autre au contrat initial » de Tahiti Nord. La CTC précise « tout ceci montre combien la révision des relations contractuelles nécessite encore d'études et de négociations ». Cette affirmation confirme ce que nous avons déjà soulevé lors de nos échanges avec le ministère concernant le projet de code de l'énergie, à savoir que les réformes radicales envisagées par ce code étaient en contradiction avec les contrats existants. Ainsi, soit ces réformes devaient attendre la fin de ces contrats, soit elles devaient passer par la résiliation de ces derniers, ce qui nécessiterait une lourde indemnisation de notre société.

Clientèle :

- Les ventes d'électricité ont baissé en volume de 1,5% (soit + 6.6 GWh) entre 2016 et 2017 pour atteindre un volume global d'environ 422 GWh.
- Les prix unitaires de vente du kWh ont été maintenus artificiellement à leur niveau de mars 2016 malgré la hausse substantielle du prix des combustibles et du transport

Comptabilité :

- L'aboutissement des premières phases d'études relatives d'une part au renouvellement de 4 moteurs de la Punaruu et d'autre part à la mise en place de compteurs intelligents (Smart-Grid) ont permis l'ajustement des plans de renouvellement s'y rapportant.
- De même les plans de renouvellement des réseaux ont pu être ajustée par l'exploitation du retour d'expérience suite à deux années pleines de suivi par composant.

Technique :

1) Réorganisation du quart de la centrale de Punaruu et de Vairaatoa

La formation de 18 mois des 10 futurs exploitants s'est achevée mi-décembre, 10 anciens sont partis à la retraite, ils ont été remplacés par les nouveaux techniciens avec une nouvelle organisation, qui réduit la dimension des équipes de quart en montant leurs compétences et qui renforce l'équipe de jour.

2) Optimisation des DéNOx et mesures à l'émission

Les deux systèmes déNOx SCR des groupes G7P et G8P ont été rénovés et modifiés en avril 2017 pour optimiser leur régulation.

- En août, des mesures sur les groupes Wartsila G5P à G8P, ont été réalisées par un organisme spécialisé, qui ont montré la conformité de nos émissions par rapport aux VLE réglementaires.
- Une 2ème campagne de mesures par le bureau Veritas a été faite en octobre sur les groupes G2P, G3P, G6P et G7P. Les résultats en seront connus prochainement.

3) Réseaux Transport

Après une année 2016 remarquable en termes de qualité, avec un temps moyen de coupure d'origine transport de 3 mn seulement, l'année 2017, en conséquence des intempéries et de délais de remise en état du réseau de transport par le gestionnaire TEP, est catastrophique pour le réseau de transport avec pas moins de 30 incidents dont 6 coupures importantes avec impact sur la clientèle. Le Temps Moyen de Coupure correspondant est de 18 mn pour le nord et 1h 22 mn pour le sud.

Principaux indicateurs

CLIENTS	nombre de contrats clients		52 222	
	BT		51 705	99,01%
	MT		517	0,99%
	puissance souscrite au 31/12	kVA	418 855	
	BT		348 869	83,29%
	MT		69 986	16,71%
	Puissance maximale appelée	MW	84,55	
	nombre de kWh vendus total		421 918 252	
	BT		218 969 515	51,90%
	MT		202 948 737	48,10%
	Chiffre d'affaires énergie	XPF	14 089 892 126	
	BT : Total		8 049 303 334	57,13%
	BT : par client		155 677	
	BT : par kVA de puissance souscrite		23 073	
	BT : part fixe en XPF et % du CA total		1 501 045 821	18,65%
	BT : part variable en XPF et % du CA total		6 548 257 513	81,35%
	MT : Total		6 040 588 792	42,87%
	MT : par client		11 683 924	
	MT : par kVA de puissance souscrite		86 311	
MT : part fixe en XPF et % du CA total		1 212 544 401	20,07%	
MT : part variable en XPF et % du CA total		4 828 044 391	79,93%	
prix moyen de vente par kWh vendu		33,39		
BT		36,76		
MT		29,76		
TECHNIQUES	Rendement réseaux		0,95	
	énergie achetée			
	énergie solaire	kWh	10 271 060	1,20%
	énergie hydroélectrique	kWh	152 532 271	34,80%
	énergie thermique	kWh	281 257 242	64,00%
	énergie totale achetée		444 060 573	
	temps moyen de coupure			
	globale		3h57	
	origine production		2h23	
origine transport		0h21		
origine distribution		1h14		
FINANCIERS	Patrimoine			
	longueur du réseaux hors branchement	km	1 515	
	valeur d'origine	k XPF	41 941 007	
	valeur nette économique	k XPF	17 052 184	
	Travaux réalisés			
	dépenses de renouvellement	k XPF	651 451	
	dépenses d'améliorant	k XPF	161 516	
	Indemnité de fin de concession	k XPF	12 390 824	
	Coût du service pour les usagers (RA)	k XPF	12 439 758	
	part revenant au concessionnaire	k XPF	5 734 583	
coût des énergies et du transport	k XPF	6 705 175		
Rémunération du concessionnaire (avant IRCM)	k XPF	863 712		
Ecart RA - CA (+) => à récupérer dans les tarifs N+1	k XPF	-1 650 134		

	Tahiti Nord
Puissance maxi appelée en MW	84,55
Nb de kWh vendus	421 918 252
Nb de km de réseaux hors branchements	1 514,6
Nombre d'abonnés (BT et HT)	52 222
Nb de kWh solaire acheté	10 271 060

(*) La puissance maximale appelée Tahiti Nord est mesurée au niveau des départs distribution.
Elle est de 80,32 MW pour 2017.

Le Pmax de production brute estimé, sur la base d'un rendement Production-Transport de 95% est de 84,55 MW.

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

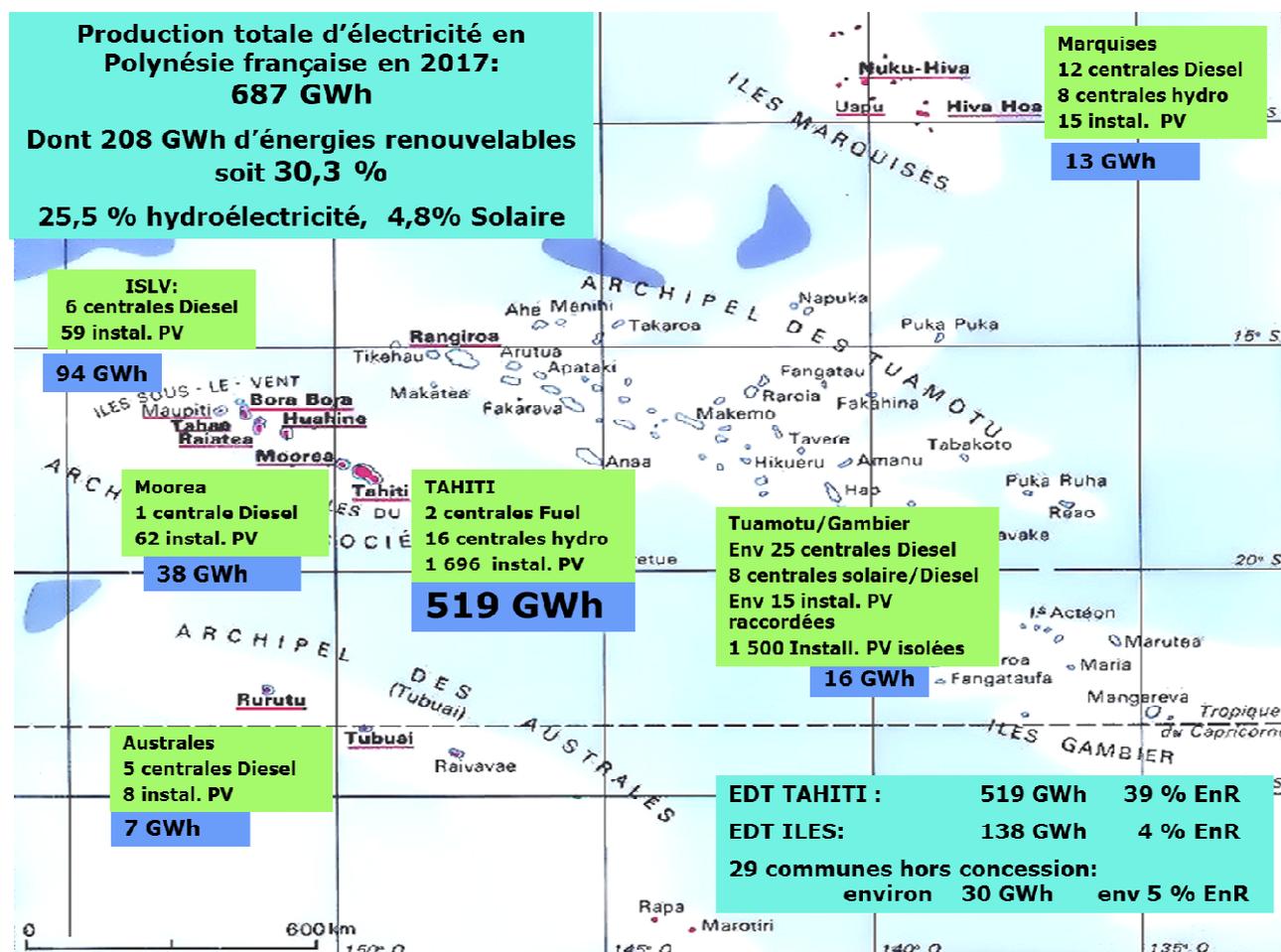
- Présentation
- Atouts
- Organisation locale

1.3 - le cadre juridique et contractuel

- La convention de concession
- Les autres contrats
 - Cf. paragraphe :
 - 7– ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC
 - 1. Etats des engagements à incidence financière

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.

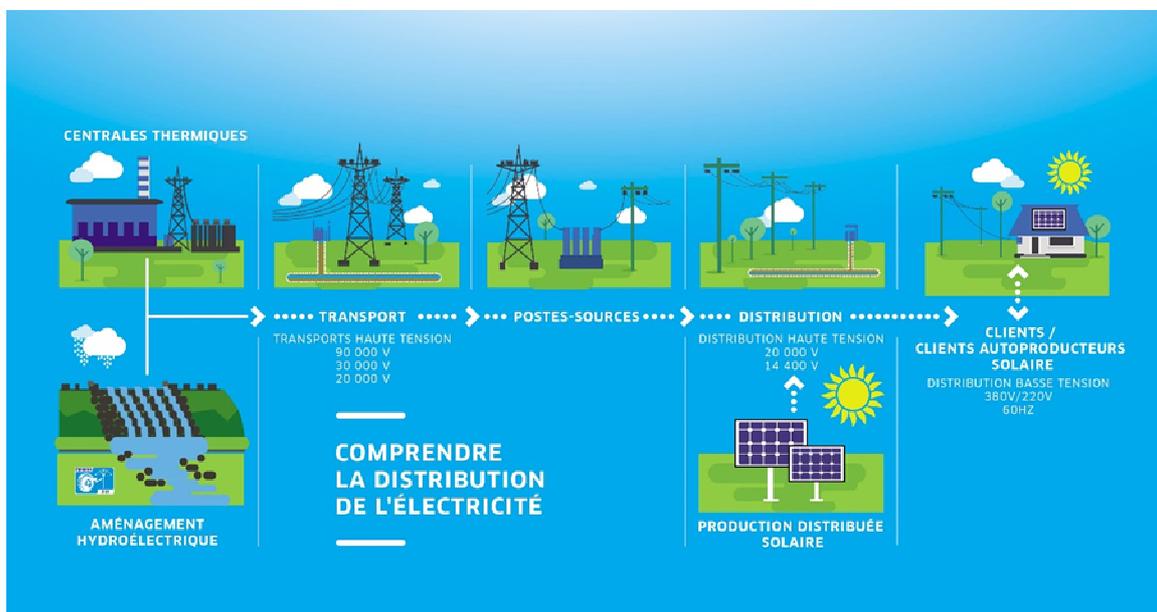
Les plus grands centres de consommation sont gérés en concession pour environ 95% des besoins, les 5% restants sont gérés soit au travers de régies communales soit de petites installations privées.

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.

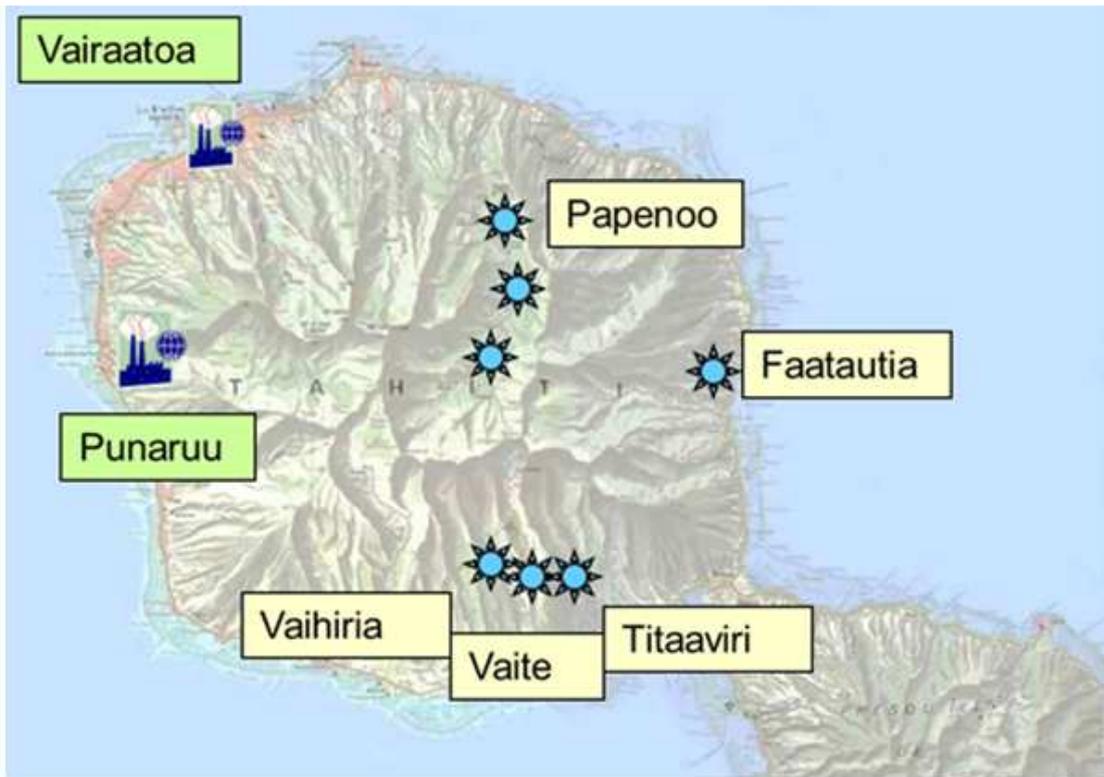


1.1.2.1 La production est composée à ce jour :

- 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 1.277 installations photovoltaïques (Privés hors concession)

centrales	puissance	production	
– Punaruu :	122,0 MW		
– Vairaatoa : (secours ultime)	25,0 MW		
2 Centrales thermiques	147,0 MW	318,2 GWh	61,27%
– Papenoo : 28,3 MW	28,3 MW		
– Faatautia : 7,5 MW	7,5 MW		
– Vaihiria : 4,6 MW	4,6 MW		
– Vaite : 2,3 MW	2,3 MW		
– Titaaviri : 3 MW	3,0 MW		
– CHPP: 0,6 MW	0,6 MW		
16 Centrales hydroélectriques	46,3 MW	172,6 GWh	33,24%
1,727 Installations photovoltaïques:	28,2 MWcrète	11,0 GWh	2,12%
		17,5 GWh	3,37%
Total		519,3 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 énergie en concurrence.

La production solaire issue de 1.727 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.

1.1.2.3 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 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 équipé 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)

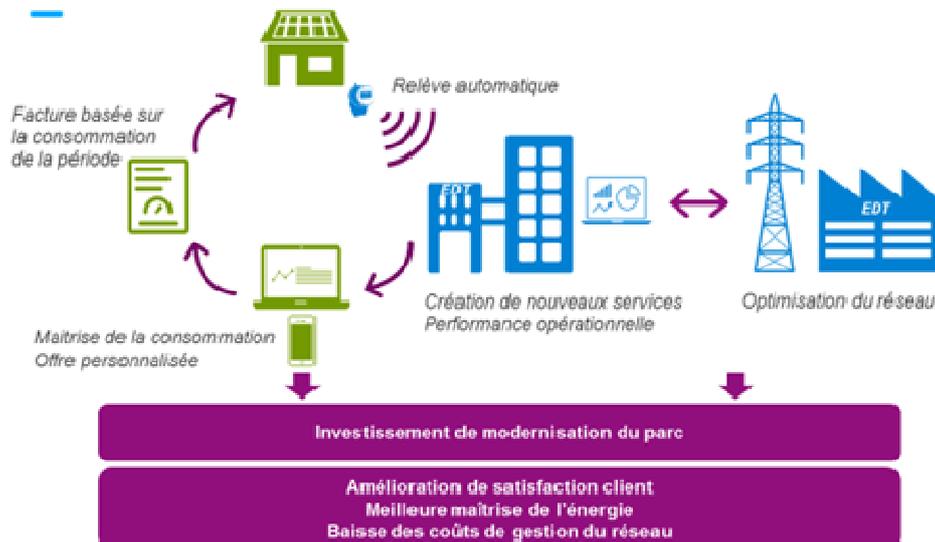
Pour le Pays

- 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

06/10/2017 Présentation support Profil Smart Grid

3

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



06/10/2017 Présentation support Profil 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 smart-grid, 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

- Exploitation des réseaux : 65 agents
- Exploitation thermique, 79 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 Pol Woirgard, le SERT (Service Exploitation des Réseaux de Tahiti) est composé de 4 Cellules :

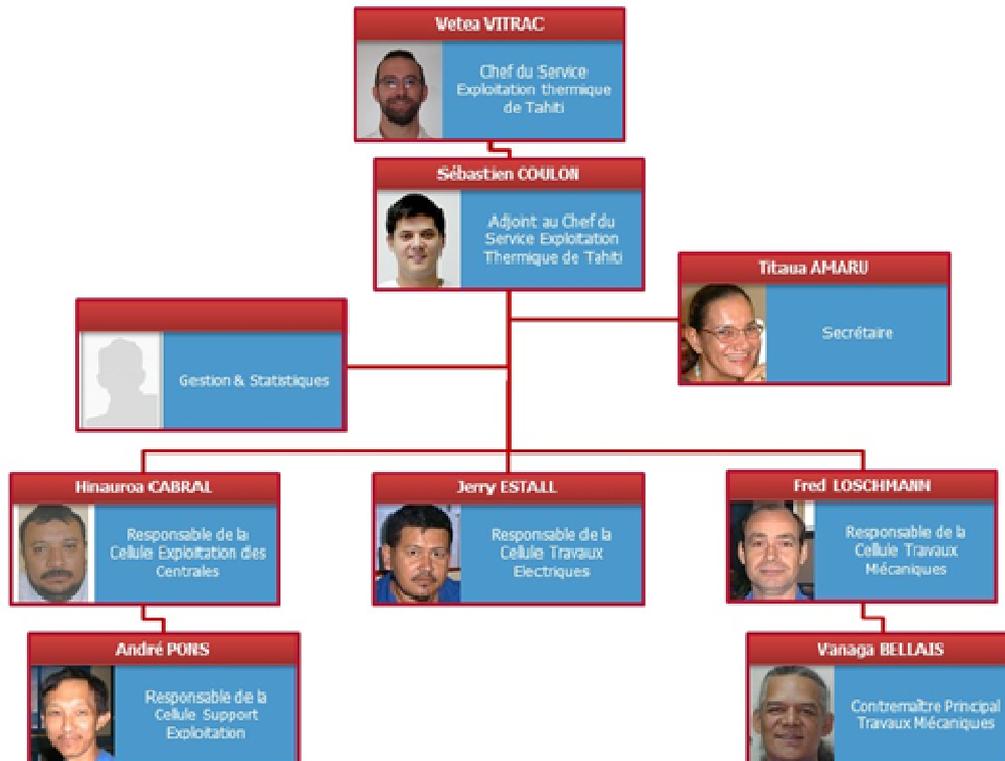
- la Cellule ERT encadrée par Stéphane Lis,
- la Cellule TCE encadrée par Patrick Ateni,
- la Cellule DISPATCHING, encadrée par Thom Tuheiava,
- la Cellule MEP encadrée par Olivier Chunais.

Ce Service, rattaché à la Direction Technique, compte un effectif total de 65 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 Ute 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, il comprend cinq cellules :

- La cellule Commun
- 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.

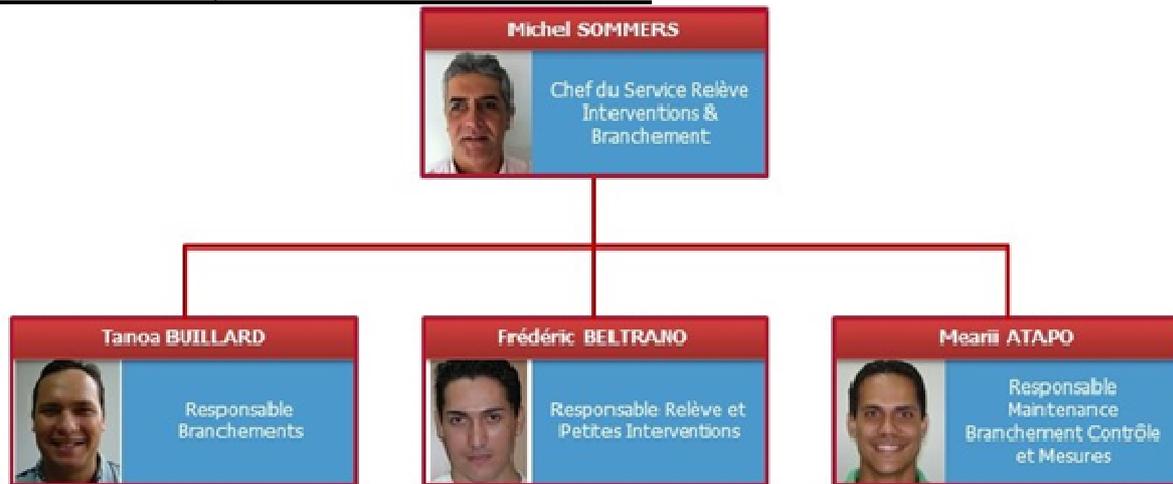
Service Réseau clientèle

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 oeuvre 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 service clientèle, les 3 cellules qui le composent ont pour mission :

- La réalisation des branchements neufs,
- La rénovation du parc comptage,
- La relève des les compteurs selon le planning de relève ;
- La réalisation des opérations de mise sous tension, coupures au compteur, réglage de disjoncteur ;
- Le contrôle annuel des comptages de puissance ;
- Le suivi des fraudes au compteur ;
- L'audit des branchements.

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.

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 2017
 - 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.

La dernière actualisation est applicable depuis le mois de Mars 2016, en référence à l'arrêté n° 192 CM du 25 Février 2016 modifié par l'arrêté n° 223 CM du 02 Mars 2016, publié au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

2.2 - Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2017

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	Prix du kWh (XPF)
BT Usage domestiques - Tarif "petits consommateurs" 1ère tranche	P1	de 0 à 240 kWh/mois	19
BT Usage domestiques - Tarif "petits consommateurs" 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Usage domestiques - Tarif "classique" 1ère tranche	P3	de 0 à 240 kWh/mois	24,5
BT Usage domestiques - Tarif "classique" 2ème tranche	P2	au-dessus de 240 kWh/mois	39
BT Eclairage public	P4		33
BT Usages professionnels et autres usages	P5		35,75
MT Tarif de jour	P6	de 07h00 à 20h59	25
MT Tarif de 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

Redevances	Prix unitaire XPF
Transport TEP	1,95 / 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 01/03/2015	Total XPF	Puissance souscrite cumulée	Prime abonnement	Puissance au 31/12/2017
BT Usage social 1ère tranche	P1	-2 325	31 411 130	31 408 805	-43 703	603 574 317	603 530 614	639 198	167 999 049	54 141,3
BT Usage social 2ème tranche	P2	1 512	3 464 914	3 466 426	66 324	128 374 004	128 440 328			
BT Usage social	ex-TP2	1 106		1 106	66 360		66 360			
BT Usage domestiques 1ère tranche	P1	388	72 235 793	72 236 181	-51 713	1 805 532 077	1 805 480 364	2 250 345	874 200 854	187 880,8
BT Usage domestiques 2ème tranche	P2	10 646	36 127 548	36 138 194	483 094	1 313 289 371	1 313 772 465			
BT Usage domestiques	ex-P2'	21 416		21 416	1 199 296		1 199 296			
BT Eclairage public	P4	-68	4 594 620	4 594 552	-2 312	151 622 736	151 620 424	57 622	20 747 031	4 788,3
BT Usage professionnel	P5	3 123	71 021 423	71 024 546	121 812	2 539 017 040	2 539 138 852	1 218 502	438 098 887	101 955,9
BT Usage professionnel	ex-P4'	6 970		6 970	299 710		299 710			
MT Tarif jour	P6		131 764 342	131 764 342		3 430 071 997	3 430 071 997	839 380	1 212 544 401	69 586,0
MT Tarif nuit	P7		69 724 291	69 724 291		1 397 972 394	1 397 972 394			
MT Tarif interne			1 460 104	1 460 104				4 800		400,0
Prépaiement			71 319	71 319		1 887 053	1 887 053	1 118		102,3
Total		42 768	421 875 484	421 918 252	2 138 868	11 371 340 989	11 373 479 857	5 010 964	2 713 590 222	418 855

Contrats GI
Ventes totales
Prix moyen

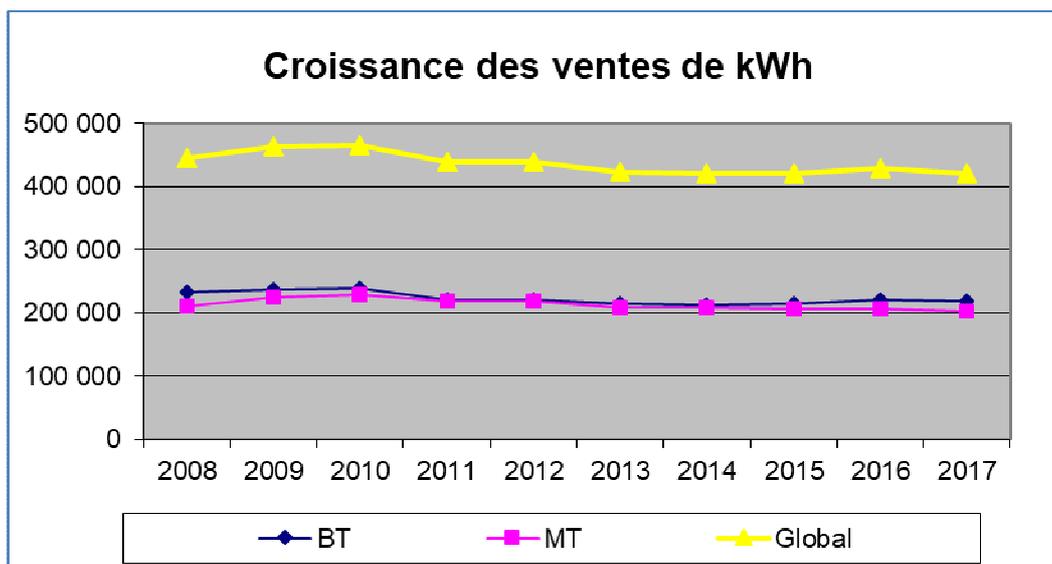
2 822 047
14 089 892 126
33,39

2.4 - Autres produits d'exploitation

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

- Frais de perception de taxe :	26 341 737 XPF
- Frais de relance :	38 286 192 XPF
- Total	64 627 929 XPF

2.5 - Statistiques de ventes



Les ventes d'électricité ont globalement baissé de 1.5% (soit -6.6 GWh) entre 2016 et 2017 pour la concession Tahiti Nord pour atteindre un volume global d'environ 422 GWh sur 2017, en ligne avec le volume des ventes atteint en 2015. Cette baisse générale correspond à la fois à une baisse des ventes en basse tension, qui représentent 52% des volumes, de 0.8% (-1.9GWh) mais également à une baisse plus significative des ventes en moyenne tension (48% des volumes) de 2.3% (-4.8GWh), qui représente 72% de la baisse globale.

La consommation globale des clients domestiques (tarifs « petits consommateurs » et « classique » basse tension usages domestiques), qui représente 64% des volumes basse tension, a connu une diminution très modérée de -0.6% (-0.8 GWh). Cette baisse représente 45% de la baisse totale des ventes en basse tension ; elle s'explique par l'effet climatique, avec un climat qui avait été particulièrement chaud sur 2016, ce qui avait entraîné une hausse des consommations des ménages (surconsommation des appareils de production de froid, utilisation plus intensive des appareils de climatisation), pour atteindre sur 2017 des niveaux de températures en moyenne inférieures à celles observées sur 2016.

L'équipement des ménages (catégories socio-professionnelles les plus élevées) en panneaux photovoltaïques dans un objectif d'autoconsommation et de baisse de leur facture d'électricité se poursuit, avec une tendance néanmoins fortement à la baisse de plus de -20% par rapport à 2016 pour les installations de puissance \leq 10kWc, avec 137 nouveaux producteurs raccordés sur 2017.

Le basculement des consommations du tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif « petits consommateurs » lié à la suppression du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs », actée en 2016, s'est poursuivi en 2017, avec croissance de 5.9% de 2016 à 2017 pour les consommations facturées en tarif « petits consommateurs », à comparer aux -2.5% de décroissance pour le tarif « classique ».

Les ventes en tarif Eclairage Public, qui représentent environ 2.1% des ventes en basse tension avec environ 4.6 GWh vendus sur 2017, s'inscrivent dans la même tendance que l'an dernier, avec une nouvelle baisse significative de 9.1% par l'action combinée des éléments suivants :

- passage en LED en 2016 du front de mer qui représente une consommation importante en énergies Eclairage Public, entraînant une grosse diminution des ventes
- passage d'une partie de Pirae en LED
- abaissement de puissance (avec mise en place de ballasts électroniques) d'une partie de Punaauia, Paea, Arue, Faaa durant les heures creuses de passage (23h à 4h du matin), entraînant une baisse des consommations
- augmentation des consommations pour Papara qui passe d'un parc défaillant à un parc remis à neuf mais désormais équipé en LED
- projet en cours de la commune de Arue de passer une autre partie de son parc d'éclairage public en LED sur 2017-2018

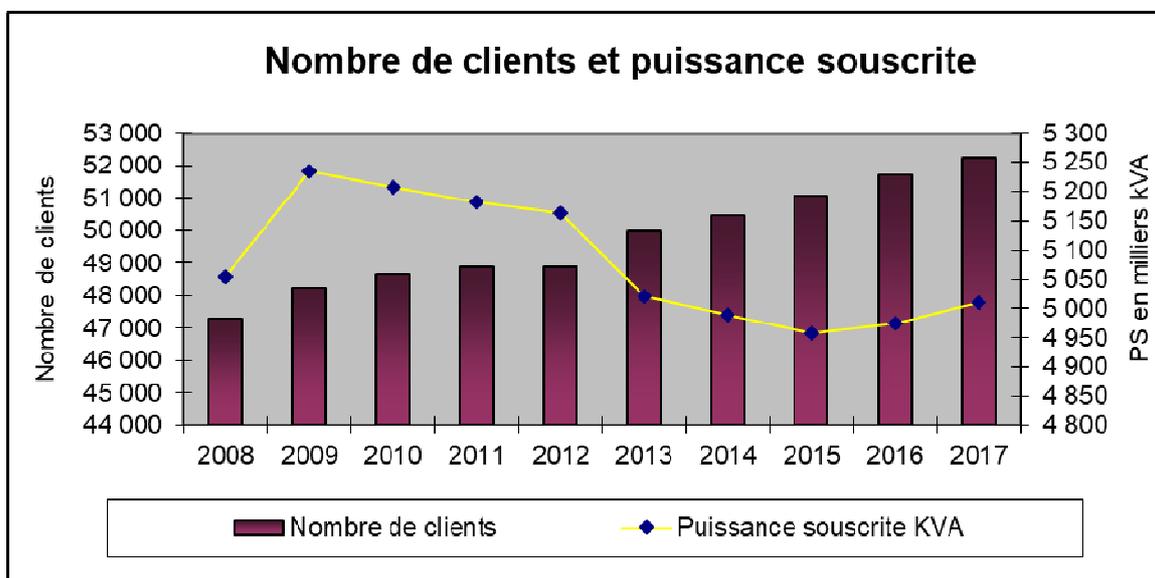
Les ventes des clients professionnels, qui représentent environ 32% des ventes basse tension, ont elles également baissé de 0.7 % (-0.5 GWh), expliquée également par l'effet température, avec des températures observées sur 2017 inférieures à 2016.

Concernant les ventes en moyenne tension, la baisse de 2.3% correspond en réalité aux évolutions suivantes :

- baisse de près de 4% des consommations de l'Hôpital du Taaone (soit environ -1 GWh), qui a poursuivi sur 2017 les économies d'énergie déjà réalisées de manière significative en 2016
- baisse globale de 2.1% des consommations des clients en moyenne tension (-4 GWh) si l'on exclut l'Hôpital du Taaone, dont la consommation représente à elle seule près de 12% du total des ventes en moyenne tension. Cette baisse est également en ligne avec l'évolution globale

constatée sur 2017 et expliquée par l'effet climatique mais également par les économies d'énergie réalisées par nos clients, au travers notamment de l'installation de panneaux photovoltaïques chez 16 clients moyenne tension supplémentaires. La baisse des volumes d'énergie liée à la mise en exploitation de nouveaux équipements solaires sur 2016 et 2017 est estimée à près de 1.4 GWh.

Il faut également souligner une baisse du nombre de clients moyenne tension à fin 2017 (-0.8%).



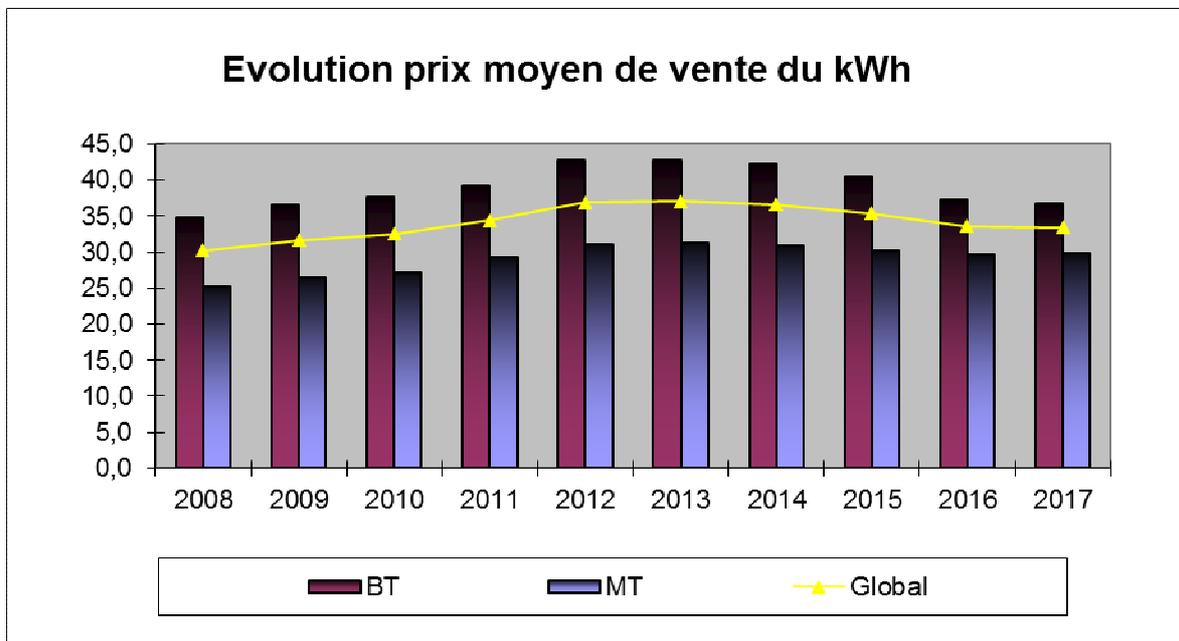
Le nombre de clients s'établit en fin d'exercice à :		variation / 2016
Contrats souscrits aux tarifs basse tension	51 705	1.0%
Contrats souscrits aux tarifs moyenne tension	<u>517</u>	<u>-0.8%</u>
	52 222	1.0%

Les principales évolutions concernent :

- la hausse de 3.7% du nombre de clients en tarif « petits consommateurs », avec près de 600 contrats supplémentaires souscrits à ce tarif. Cette évolution naturelle est en partie liée à la suppression au 1^{er} mars 2016 du seuil de 300 kWh au-delà duquel le prix de l'électricité devenait dissuasif pour les clients en tarif « petits consommateurs » et qui a engendré un basculement des clients éligibles avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 3.3 kVA (15A) du tarif « classique » basse tension usages domestiques vers le tarif « petits consommateurs ». Les clients en tarif « petits consommateurs » représentent ainsi aujourd'hui 32% du nombre total d'abonnés.
- parallèlement, le nombre de clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques a légèrement baissé (-0,4%), avec près de 120 contrats en moins par rapport à 2016. Les clients en tarif « classique » basse tension usages domestiques continuent néanmoins à représenter 54% du nombre total d'abonnés.
- Augmentation de 0.9% du nombre de clients en tarif usage professionnel basse tension qui représentent 11% du nombre total d'abonnés, avec près de 50 contrats supplémentaires par rapport à 2016.

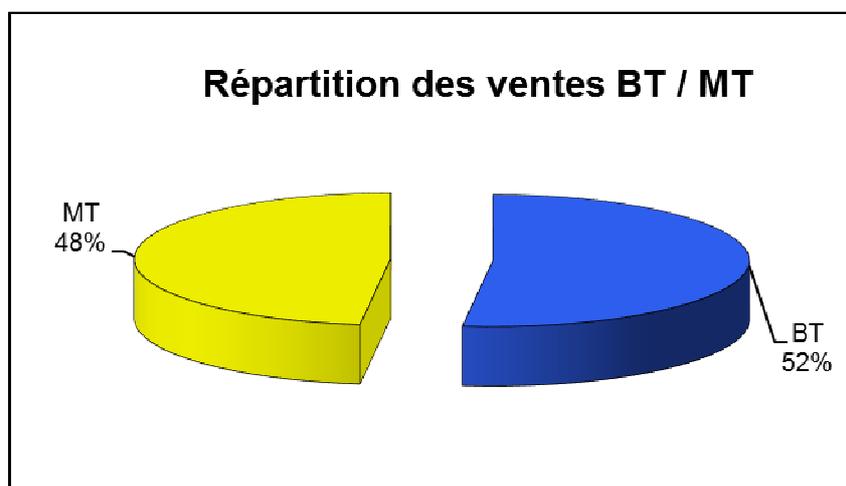
La puissance souscrite facturée s'élève à 5 010 964 kVA, soit une hausse modérée de 0,7% par rapport à 2016. Le niveau de puissance souscrite reste sensiblement stable sur ces 4 dernières années, malgré la légère augmentation du nombre d'abonnés. Cette situation s'explique par des comportements clients plus éco-citoyens, et des recherches d'économie d'énergie par les clients particuliers comme par les clients professionnels. Au travers de l'équipe du Service Solutions Energétiques, en charge des clients

professionnels, nous avons engagé ces dernières années une démarche de conseil clients axée sur ce domaine, en invitant nos clients professionnels et administrations (les communes notamment) à ajuster leur niveau de puissance souscrite à leurs réels besoins. L'analyse des puissances appelées pour chaque point de livraison permet de conseiller au mieux nos clients dans ce sens et leur permet de faire des économies qui peuvent s'avérer substantielles. La mise en place du revenu autorisé et la décorrélation directe de la rémunération d'EDT avec le niveau des ventes d'énergie permet de légitimer davantage cette démarche.



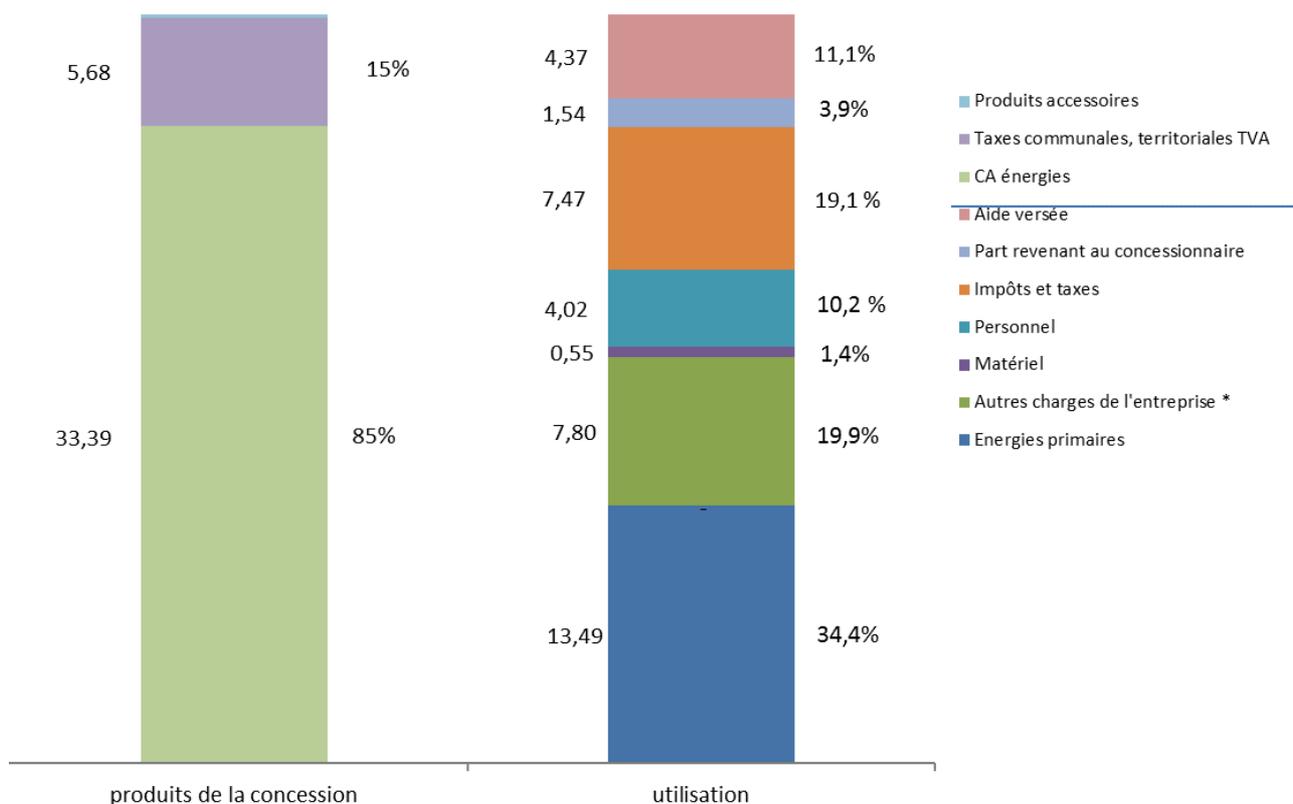
Le prix moyen de ventes H.T au kWh s'élève à :		variation / 2016
Tarifs basse tension	36,7 Fcp	-1,6%
Tarifs moyenne tension	<u>29,8 Fcp</u>	<u>0,3%</u>
Soit Prix moyen de vente H.T au kWh	33,4 Fcp	-0,7%

Le prix moyen de vente du kWh reste relativement stable par rapport à 2016, du fait d'un maintien des prix de l'électricité depuis le 1^{er} mars 2016. La légère baisse du prix moyen facturé en tarifs basse tension est liée à l'évolution du mix tarifs, et notamment au basculement d'une partie des volumes tarif « domestique classique » au profit du tarif « petits consommateurs ».



Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Tahiti Nord

2017 (en F/kWh et en pourcentage) hors activité annexes



*Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend la redevance transport (TEP : 1,95 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 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.

2.6 - Gestion des impayés

La répartition des volumes de ventes entre tarifs basse tension et moyenne tension reste stable, avec une grosse moitié des volumes facturés en tarifs basse tension, et 48% en tarifs moyenne tension.

A fin 2017, le montant des impayés des contrats énergie souscrits dans la concession Tahiti-Nord, incluant la facturation du mois de décembre dont une partie n'est pas encore arrivée à échéance de paiement au 31/12/17, était de près de 2,6 Milliards Fcp, ce qui représente 18% du chiffre d'affaires énergie 2017, soit un délai de créances clients de 64 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 7789 clients sont ainsi relancés chaque mois, soit environ 15% 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 299 clients, soit 0,6% du nombre total de contrats, se retrouvent chaque mois dans cette situation de coupure pour impayés.

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

En cas d'échec de recouvrement, pour diverses raisons (client insolvable, introuvable, client en redressement ou liquidation judiciaire, ...), à l'issue notamment du délai légal de prescription, ces impayés sont alors passés en pertes (créances irrécouvrables).

En 2017, environ 38,5 Millions Fcp ont ainsi été comptabilisés en créances irrécouvrables pour la concession de Tahiti-Nord, soit près de 0,3% des ventes d'énergie réalisées sur 2017.

Il est important au passage de souligner l'entrée en application en 2017 de la nouvelle loi relative à la protection du consommateur (Art. LP 10 de la loi du pays n° 2016-28 du 11 août 2016), qui réduit le 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.

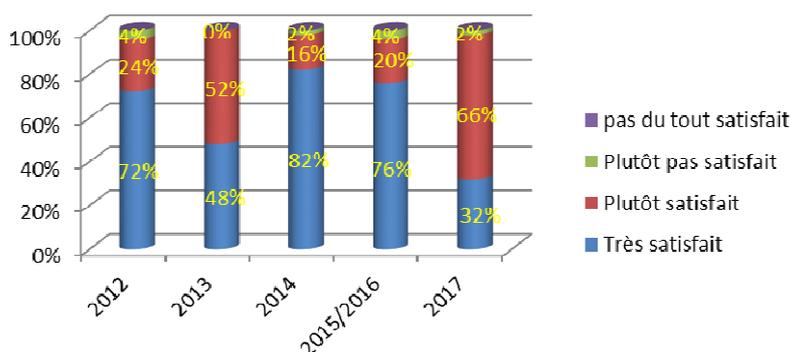
2.7 - Services offerts à la clientèle

Mesures de la satisfaction clients

L'offre de services d'EDT s'articule au travers du développement de tous les canaux de contact avec nos clients avec une proposition multiple d'accès aux services. Les clients peuvent désormais régler leur facture selon plusieurs choix de service : Directement en agence clientèle, sur l'espace paiement de l'agence en ligne « agence.edt.pf » ou également par téléphone via le module de télévente développé au sein de notre centre d'appel et depuis septembre 2017 l'acceptation de la carte privative sur la vente à distance.

Campagnes d'appels mystères

Evolution de la qualité de service
Plateforme téléphonique



EDT conserve cette année encore une très bonne qualité de prestation globale de la qualité de l'accueil téléphonique avec 98% des clients traités qui se déclarent satisfaits du service rendu.

Indicateurs Centre de Relations				
Clients	2014	2015	2016	2017
Nombre d'appels	54 752	52 924	51 641	57 499
% traités	81%	81%	76%	72%
Temps moyen d'attente	19 secondes	19 secondes	22 secondes	31 secondes
Temps moyen de conversation	2 mn 05	2 mn 47	2 mn 49	2 mn 40
Webmails	2732	3 906	3 395	2 258

Les autres indicateurs de la qualité de service de la plateforme téléphonique du groupe EDT indiquent une évolution de la mission de la plateforme vers un centre de relations clients, on constate une baisse des demandes clients qui transitent par l'agence en ligne, ceci s'explique par une réorganisation des flux clients qui sont désormais traités par deux entités afin de répondre au mieux au client. Il est important de noter également une refonte graphique complète de l'agence en ligne qui a facilité le self care client.

L'information clients par SMS

La création du service INFOS SMS remonte à 2011 date à laquelle le SMS Infos facture avait été proposé aux clients qui ne recevaient pas ou rencontraient des difficultés à recevoir leur facture EDT dans un délai correct.

Plus de la moitié des clients domestiques ont depuis adhéré à ce système d'information entièrement gratuit et ceci sur plusieurs domaines : la date du passage du releveur, les coupures pour travaux de leur zone, le rappel de l'envoi de leur auto relève.

Dans la même logique, le SMS Relance a été créé et proposé à la fin de l'année 2015, ce dernier complète le système de la relance par voie recommandée prévu au cahier des charges de la concession. Grâce à cette information rapide et simple, le client dispose immédiatement sans frais supplémentaire et personnellement à l'émission de la relance, de l'information relative à sa facture demeurée en impayés.

Nombre de souscriptions Services SMS à fin 2017

Concession	Facture	Passage releveur	Travaux	Auto-relève	Relance	Total
Tahiti Nord	49 761	29 472	41 815	25 596	36 796	183 440

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

Dans le cadre du développement relatif au self care client, de nombreux outils de maîtrise de la dépense énergétique ont été proposés sur le site de l'agence edt.

Conçus de façon ludique et autonome, le client peut désormais simuler de nombreuses situations de consommation :

FORMULAIRE

CLIMATISATION	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
12000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
18000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
9000 BTU	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
VENTILATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
EAU CHAUDE SANITAIRE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
CHAUFFE EAU ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ECLAIRAGE	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
LAMPE À INCANDESCENCE / HALOGENE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
LAMPE LBC / LCD	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
ELECTROMENAGER	NB D'APPAREILS	NB D'HEURES D'UTILISATION PAR JOUR	NB DE JOURS D'UTILISATION PAR MOIS	CONSO. MOIS (kWh/mois)
ASPIRATEUR	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
CAVE À VIN	<input type="text"/>	24	30	0.00
CONGÉLATEUR	<input type="text"/>	24	30	0.00
CUISINIÈRE ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FER À REPASSER	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00
FONTAINE À EAU	<input type="text"/>	24	30	0.00
FOUR ÉLECTRIQUE	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	0.00

- Calculateur de puissance : il peut évaluer son éligibilité à un tarif plus favorable
- Calculateur de lampes : en un simple clic il compare la consommation de ses lampes avec des lampes économiques, le résultat est une aide à la décision d'équipement
- 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.

Le besoin de maîtriser sa consommation énergétique a été révélé par l'enquête sur les usages numériques des clients d'EDT, une mise en valeur de ces derniers a été faite sur la home page de l'agence en ligne. Une refonte de l'outil « Bilan énergie » a été effectuée en cours d'année dans un objectif de simplification pour le client.

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

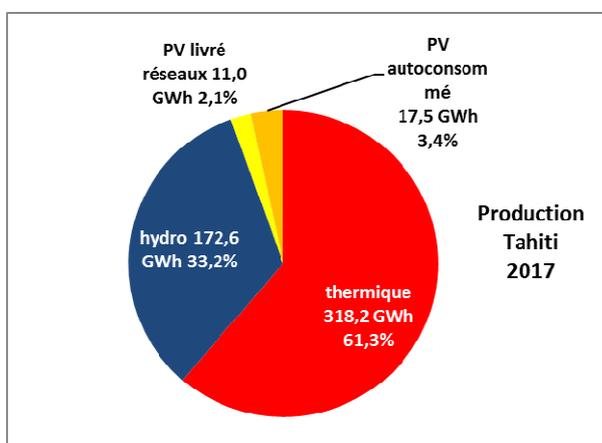
Bilan technique Tahiti

3.1 - Production

total production 2017	Tahiti		
	production	% sur total	% sur 2016
thermique nette	318,2 GWh	61,3%	0,7%
hydro	172,6 GWh	33,2%	-4,2%
PV livré réseaux	11,0 GWh	2,1%	0,9%
Total	501,7 GWh		-1,0%
PV autoconsommé (estimé)	17,5 GWh	3,4%	6,5%
Total avec autoconsom.	519,2 GWh	100%	-0,8%

Ventes	474,5 GWh	-1,0%
rendement réseaux	94,6%	94,5%

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



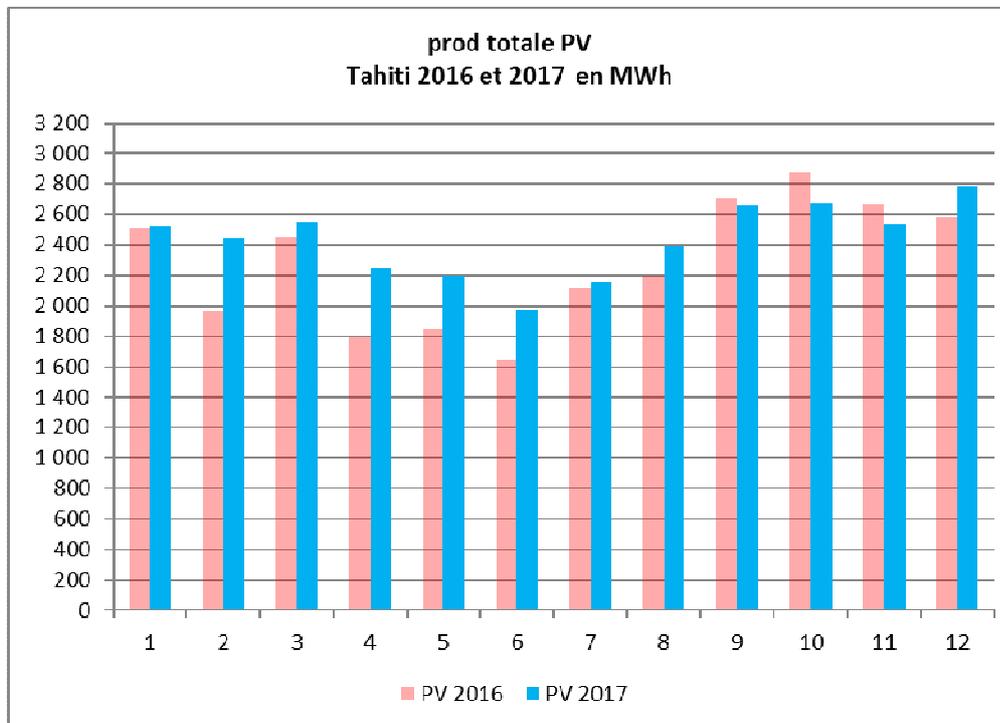
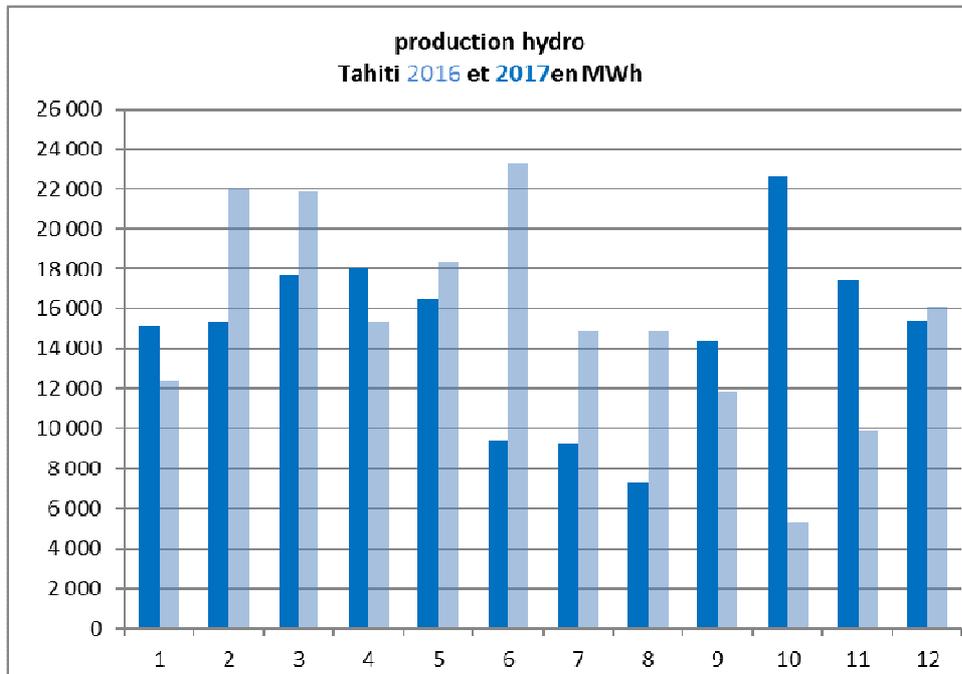
La production livrée aux réseaux en 2017 a été de 501,7 GWh, en baisse de 1% sur 2016, et 519,2 GWh en tenant compte de l'auto-consommation.

La part des énergies renouvelables a été de 38,7% principalement grâce à une forte hydroélectricité : 172,6 GWh en production nette, -4,2% sur 2016.

La production des 1 726 installations photovoltaïques raccordées aux réseaux de Tahiti a été de 28,5 GWh pour 28 MWc installés, en tenant compte de l'autoconsommation estimée, représentant 60% de la production.

La production thermique nette a été en 2017 de 318,2 GWh, +0,7% sur 2016.

Le rendement des réseaux (transport côtier et distribution) est de 94,6%.



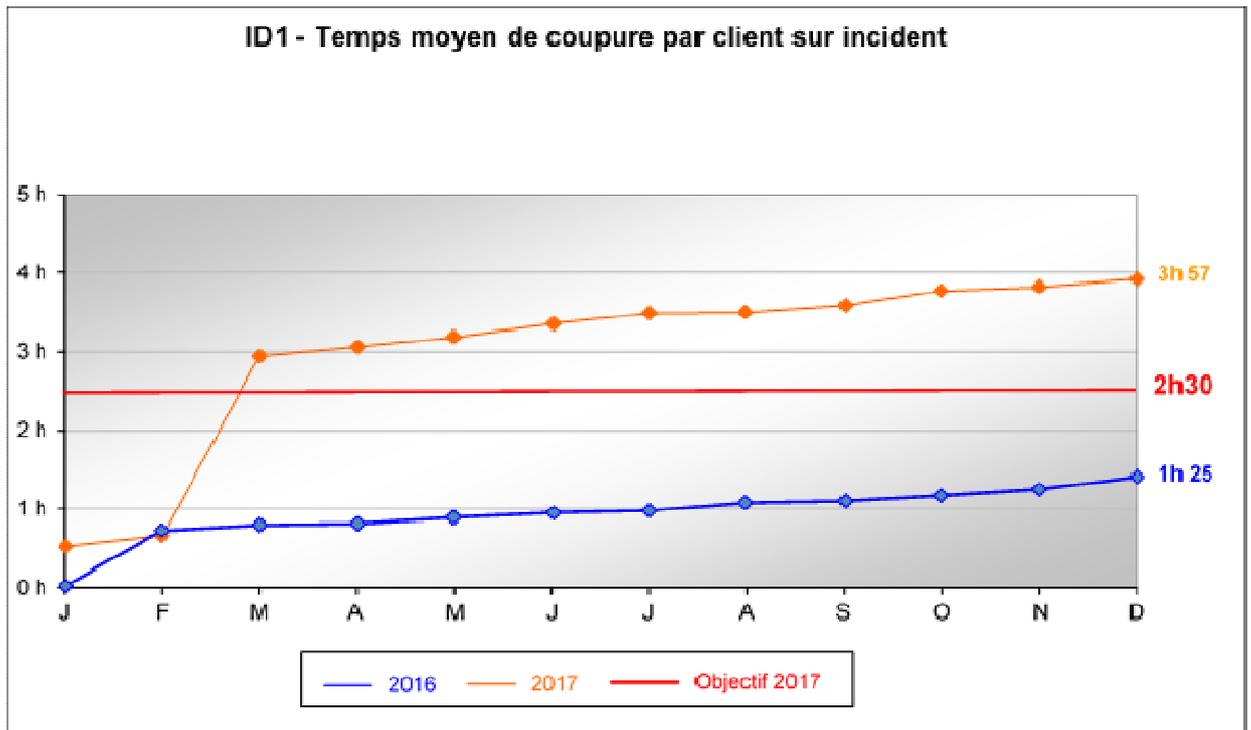
Une forte dégradation de la qualité du Fioul ayant entraîné une surproduction d’effluents colorés a été constatée sur le voyage 70 et en moindre mesure sur les suivants. La responsabilité du fournisseur n’a pu être démontrée. La station de traitement des effluents a été modifiée afin de piéger les colorants des eaux de rejets. (Il est fort probable que le Fuel soit additivé avec un polymère de couleur)

Une erreur humaine est à l’origine du grippage d’un turbo sur le GIP par manque bas d’huile suite à la perte du bouchon d’huile lors d’un appoint. Le dossier est en cours d’instruction auprès des assurances

Les heures de marche de la centrale de la Punaruu sont à la hausse ces dernières années entre autres à cause des nouvelles réglementations sur la réserve tournante. Cette hausse rend difficile la réalisation de la maintenance dans l’organisation actuelle, une réflexion pour une solution durable de ce problème est à mener.

3.2 - Qualité de la fourniture

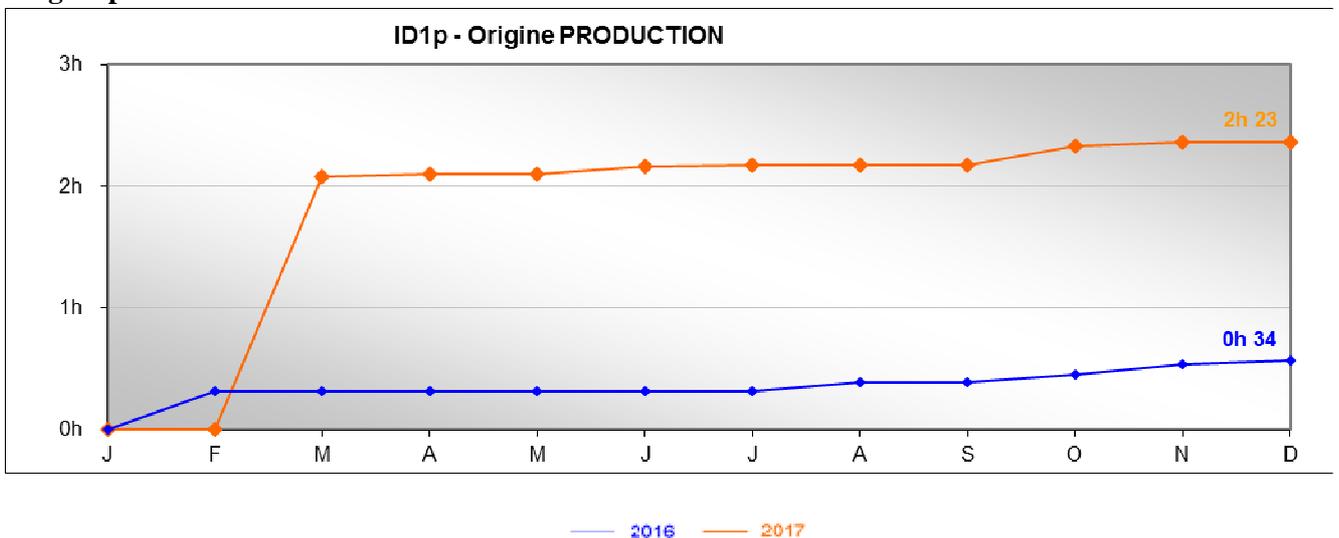
Le temps moyen de coupure global sur incidents de Tahiti Nord a été, à fin décembre 2017, de 3h57mn



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

- Production : 2h et 23 minutes
- Transport : 21 minutes
- Distribution : 1h et 14 minutes

Origine production : 2h et 23 minutes



Le mois de Mars a connu un black-out total de l'île de Tahiti d'environ 3h pour le dernier client remis sous tension. Cet incident s'est produit le 29 Mars 2017 à 00h53, impactant de 2h11 l'indicateur ID1.

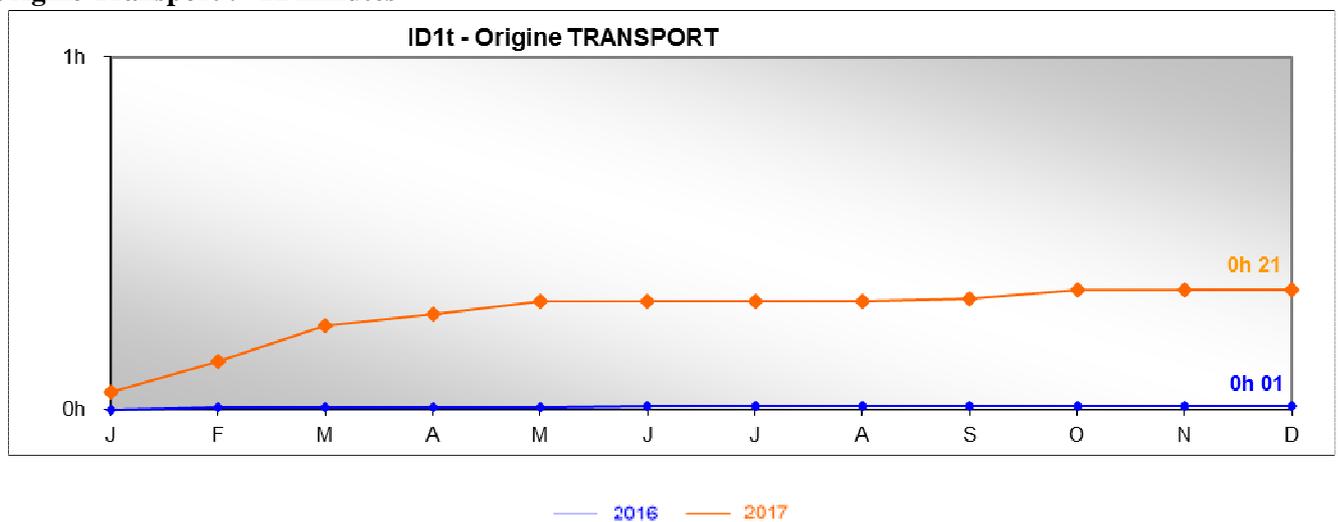
La cause première est un coup de foudre qui a provoqué un court-circuit biphasé sur le réseau de transport 90 kV TEP1 alors que le système était en configuration d'optimisation du placement de l'hydroélectricité avec seulement 2 groupes thermiques à Punaruu.

Le déclenchement de TEP1 a amené la perte de 30MW en provenance de l'hydroélectricité. Le creux de tension provoqué par la foudre a provoqué une défaillance sur le groupe G2P qui a déclenché quelques secondes après. Le seul groupe G1P restant, a finalement déclenché car il n'a pas pu absorber le réactif en excès produit par le réseau de transport restant en service.

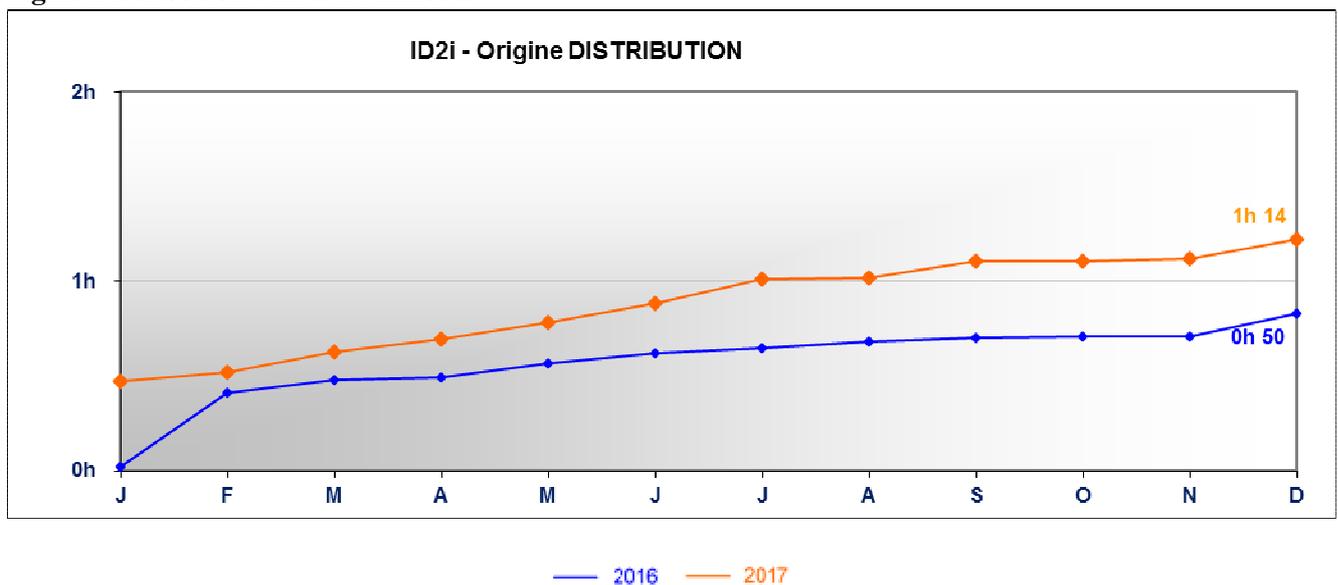
Plusieurs défaillances des automates de démarrage et des systèmes d'alimentation secours ont amené un temps de redémarrage très long de la centrale de Punaruu.

Cet incident traduit la fragilité du système électrique en situation d'optimisation hydro avec une seule liaison 90 kV en antenne et deux groupes thermiques, qui doivent assurer la régulation de tension et de fréquence. Il montre en outre qu'un groupe seul ne peut pas jouer ce rôle sans compensation automatique du réactif du réseau de transport.

Origine Transport : 21 minutes



Origine Distribution : 1h et 14 minutes



3.3 - Réseau de transport et de distribution

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

Avancement du contrat de maintenance entre TEP et EDT à fin décembre 2017 : 92% réalisé (25/27) et terminé début 2018 en accords avec le client.

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 permités pour 2017 prévoit un renouvellement de 700 supports BT et 100 supports HT.

605 supports BT et 82 supports HT ont été réellement posés mais 820 supports BT et 91 supports HT ont été immobilisés (rattrapage des immobilisations de 2016 suite à l'individualisation des chantiers).

- **Incidents distribution**

Pour les incidents de la distribution, les chutes d'arbres, de branches sont la cause de 65% des déclenchements en 2017. Les intempéries de janvier 2017 représentent 17% de ces déclenchements.

- **Elagage des réseaux de distribution**

En raison des difficultés rencontrées avec nos sous-traitants élagage en matière de respect des règles de sécurité et de continuité de service, il a été décidé de mettre fin à leur contrat fin juillet 2017.

Un appel d'offres a été lancé sur de nouvelles bases sécuritaires notamment et la société Engie Service a été retenue.

- **Traversées de route**

Mise aux normes des hauteurs de traversées de route : Nous avons procédé au contrôle des hauteurs réglementaires de traversées de route des réseaux HTA et BT.

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 jointe. Les consultations et les commandes du matériel ont été passées fin 2017, les travaux sont prévus fin 2018.

- **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 sont prévus pour fin 2018.

- **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 80% au poste source de Tipaerui.

Les comptages ont été déplacés à Vairaatoa et partiellement à Arue.

- **Evolution MISTRAL et dispatching Puurai**

Renouvellement et modernisation de la salle dispatching de Punaruu qui date de 1987 et création d'un dispatching de secours à Puurai, mobilisable rapidement en cas de défaillance majeure du dispatching principal lors d'un incendie par exemple. Le nouveau dispatching a été mis en service en Novembre 2017.

- **Renouvellement tableau HTA des postes sources de Tipaerui et de Punaruu**

L'opération a consisté à renouveler les tableaux HTA des postes de distribution du poste source de Tipaerui, dont les cellules avaient atteint leur fin de vie ainsi que celles de la rame n°1 du poste source de Punaruu.

3.4 - Raccordement solaire

Concessions	au 31/12/2017		2017						
	Nombre d'installations	Somme puissance installée	Nombre centrales raccordées	Puissance raccordée	INF 10 kWc	de 10 à 36 kWc	de 36 à 100 kWc	SUP 100 kWc	Tarif Rachat
Tahiti Nord	1592	25229	168	2143	137	17	13	1	15,98

3.5 - Achat d'énergie solaire en kwh par tarif

	45 F/kWh	40 F/kWh	35 F/kWh	15,98 F/kWh	40F/kWh Electra
Tahiti Nord	1 148 856	3 190 126	1 484 820	4 286 254	161 005

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 :

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

4.1.1) – La séparation des activités

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

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

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

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

4.1.2) – La séparation des services délégués

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

Les exceptions à cette règle concernent la mutualisation de la production thermique sur les îles de Tahiti et sur l'île de Raiatea avec une centrale commune aux concessions de Taputapuataea 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 2017 :

- Les imputations directes concernent 86% du total des dépenses de la concession de Tahiti Nord. Elles trouvent leur origine dans les personnels affectés et équipements installés sur le territoire de la concession concernée ainsi que des dépenses pièces, combustibles, énergies, sous-traitances.
- Les 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	11%	3%	14%
Total	97%	3%	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 leur coûts imputés sur la base de leurs feuilles de temps.

4.1.7) – La permanence des méthodes

- Revenu autorisé :
En 2017, le ministère de l'énergie s'est refusé à l'actualisation contractuelle des tarifs.
Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé

- Pour 2017 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)

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 (entre les facturations émises et le revenu autorisé), comptabilisé en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent

- Changements de présentation
 - Pour tenir compte de la signature d'un contrat de vente d'énergies à TSE, les lignes « Facturations P1, P2 et matières consommées » ont été ajoutées au compte de résultat analytique
 - La mise en œuvre d'une nouvelle méthode de calcul des charges d'amortissement a nécessité l'ajout des lignes suivantes :
 - Reprise Provision pour Renouvellement
 - Dotation provision pour risque
 - Reprise lissée caducité
 - Charge lissée sur biens financés
 - Charge lissée de renouvellement
 - Reprise sur travaux de renouvellement
 - Reprise provision pour risque
 - Les frais de siège facturés à TSE sont calculés selon la règle décrite dans la convention d'exploitation déléguée EDT-TSE. Ils viennent en déduction des frais de siège qui sont répartis entre les concessions EDT
 - Le calcul de l'I.S. a été modifié pour isoler le cout de l'IRCM et de la CST. La présentation est maintenant la suivante pour chaque activité :

MARGE AVANT IS
- I.S.
- IS report déficitaire 2017
MARGE NETTE CONCESSION
MARGE NETTE ACTIONNAIRE

- Pour les processus Productions et distribution, la rémunération calculée selon la méthode de la Base d'Actifs Régulés tel que définie par la « CRE » en métropole a été ajoutée
- Concernant le bilan, les postes suivants ont été détaillés :
 - Les droits des tiers et concédants ont été éclatés en 3 : droits des tiers et concédants apports gratuits, droit du concédant PRU et droit du concédant autres
 - Les poste Caducité et provision pour renouvellement ont été séparés

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 de personnel	9 223 400
Convention d'assistance	La société GDF SUEZ ENERGIES SERVICES 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	98 249 408
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance multirisques auprès de GDF-SUEZ	68 431 377
Assurance	EDT a souscrit son contrat d'assurance Responsabilité civile et dommages auprès de GDF-SUEZ	8 096 555

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.	2 020 465 564
Dispatching	Contrat de prestations techniques d'aide à la conduite entre MNui et EDT. L'aide à la conduite du réseau de distribution du SECOSUD intègre des activités de contrôle des flux depuis le réseau de transport, de respect des capacités nominale des ouvrages et de proposition d'adaptation du schéma du réseau aux diverses contraintes de continuité de service aux utilisateurs du réseau de distribution.	6 934 797
Livraison d'une pompe	Fourniture de Mnuï à EDT d'une pompe pour la Punaruu	422 172

Electra

Libellé	Description	00
Achat d'énergie solaire	EDT achète l'énergie solaire à Electra aux tarifs de 40xpf/kwh et 45xpf/kwh	6 440 240
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 mandat 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.	806 536

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	892 032 406
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.	57 826 205
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	49 896 701

Libellé	Description	00
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	4 018 295
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,	7 682 770

Autres parties liées

Libellé	Description	00
Polydiésel	Travaux sous-traités: réseaux et facility management	105 356 416
Engie Services Polynésie	Travaux sous-traités: production	471 847 675

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.	993 879 243
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 1er juin 2012 pour une durée de six ans renouvelable. Montant mensuel de prestation + refacturation des prestations non forfaitaires selon un tarif horaire.	6 038 244
Prestations techniques d'exploitation réseaux	Les prestations non forfaitaires font l'objet d'une facturation spécifique suivant le tarif horaire de 9 455 F puis 9 471 F à compter du 1er juin 2017.	1 272 403
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 1er juin 2012 pour une durée de six ans renouvelable. Le montant mensuel de ces prestations est de 1.443.911 xpf début 2017 puis 1.446.292 xpf dès juin 2017.	17 343 599
Prestations techniques de conduite	Les prestations de maintenance curative sont facturées en fonction des heures effectuées, au taux horaire de 9 510 puis 9 525 F à compter du 1er juin 2017.	39 535 152
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.	18 390 631

4.1.10) L'identification des contrats à long terme

Cf. paragraphe :

5- ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUTE 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 les activités de production et de distribution par comparaison à la méthode de la **Base d'Actifs Régulée** telle que définie par la « CRE » en métropole
- 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

Cet écart entre le Revenu Autorisé prévisionnel servant de base à l'établissement des tarifs et le Revenu Autorisé définitif servant à rémunérer le concessionnaire résulte de la différence entre :

- le coût estimé des énergies et celui réalisé.
 - la valeur de l'Euribor intégrée au calcul du résultat financier de la concession et le réel de la période
- Est également intégré à ce RA définitif, le partage des gains de rendement le cas échéant.

Les comptes de la concession sont établis sur la base du revenu Autorisé définitif.

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 90% 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 10 % 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 la PIDR (provision pour indemnité départ à la retraite), et les dettes sociales ;
- du nombre de kWh pour les dettes fiscales.

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

Compte de résultat

- Postes du compte de résultat

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

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

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

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

- *Le Revenu Autorisé* est constitué :
 - d'une part fixe calculée par application des forfaits annuels rapportés à des unités d'œuvres
 - de l'énergie correspondant aux dépenses réelles engagées par le concessionnaire

- 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 1,671% (- 0,329 % + 2%)
- le taux appliqué aux excédents de trésorerie est de 1,355% (-0,329% + 1% + 0,684% 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, aucun impôt n'est appliqué

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

a) 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 fret 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.

Répartition	Montant total à répartir (MF)	Montant réparti dans les concessions (MF)	Montant réparti sur Tahiti Nord (MF)	Clé de répartition	Valeur totale de la clé	Valeur de la clé pour Tahiti Nord
Frais de siège	937,7	916,2	547,6	Abonnés-Immo brutes-Masse salariale	100%	60%
Exploitation des îles	202,5	185,1	0,1	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	847,3	0,3
Exploitation hydro	93,6	0,7	0,7	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	0,1	0,1
Exploitation réseau Tahiti	391,9	299,6	290,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	278,3	269,4
Exploitation thermique Tahiti	491,5	491,4	491,4	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	622,8	622,8
Suivi et développement	94,6	87,1	71,9	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	93,8	77,4
Travaux production	79,5	53,9	18,0	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	18,7	6,3
Travaux réseau	91,7	53,0	45,3	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	50,4	43,1
Dispatching	40,9	33,8	33,8	Longueur de réseau HTA	#N/A	
Clientèle Tahiti	48,6	48,6	46,8	Nombre d'abonnés Tahiti	54 227,0	52 222,0
Relève Intervention Branchement	246,8	139,5	130,7	Temps pointé par la cellule	84 330,0	68 112,0
Gestion administrative du solaire	21,9	21,9	19,6	Contrats solaires	1 797,0	1 610
Service Grand compte	52,6	52,6	33,1	Contrats grands comptes	5 174,0	3 259
Marketing & E-services	71,3	71,3	47,5	Nombre d'abonnés	78 276,0	52 222
Reseau Tahiti Sud	45,0	6,2	1,2	Temps pointé par la cellule (valorisé en MF)	62,0	62,0
Comptabilité client et recouvrement	1,0	1,0	0,7	Nombre d'abonnés	187 846,0	125 579
Magasins	31,3	17,2	13,3	Sorties de stock valorisées	633 246,0	491 794,0

4.3 - Comptes de la concession

4.3.1. BILAN ACTIF

ACTIF	Tahiti Nord		
	2017	2016 retraité	2016
Immobilisations concédées *	41 941 007 055	41 758 406 445	41 758 406 445
- Production	19 894 334 050	19 666 164 770	19 666 164 770
- Distribution	22 046 673 005	22 092 241 675	22 092 241 675
Immobilisations privées	2 952 585 483	2 857 073 442	2 857 073 442
Immobilisations en-cours	816 219 986	557 250 666	557 250 666
- Production	219 995 244	117 559 641	117 559 641
- Distribution	403 712 486	335 883 497	335 883 497
- Privées	192 512 256	103 807 528	103 807 528
Avances et acomptes	178 542 075	91 407 940	91 407 940
Total immobilisations brutes	45 888 354 599	45 264 138 493	45 264 138 493
Amortissements et provisions **	-29 089 974 569	-28 448 074 054	-26 786 060 779
- Production	-15 084 931 052	-14 802 368 332	-13 140 355 057
- Distribution	-11 492 294 599	-11 216 843 737	-11 216 843 737
- Privés	-2 512 748 918	-2 428 861 985	-2 428 861 985
Immobilisations nettes	16 798 380 030	16 816 064 439	18 478 077 714
Stock	2 523 730 100	2 376 477 938	2 376 477 938
Créances clients	3 529 709 118	2 970 909 259	2 970 909 259
Autres créances	242 953 341	293 738 946	293 738 946
Charges constatées d'avance	0	57 759 827	57 759 827
Provisions pour dépréciation	-492 430 870	-530 794 016	-530 794 016
Stock et créances nets	5 803 961 689	5 168 091 955	5 168 091 955
Compte courant du concessionnaire	12 289 929 978	13 490 326 988	13 490 326 988
TOTAL ACTIF	34 892 271 697	35 474 483 382	37 136 496 657

* Dont financement tiers et concédant

- Production

1 121 823 754

- Distribution

4 077 369 968

** Dont ATO financement tiers et concédant

- Production

- 687 640 866

- Distribution

-2 319 641 144

1 Amortissement et provisions

en 2016 ce poste regroupait l'amortissement des biens sur leur durée de vie de sorte à faire apparaître la Valeur économique de l'ensemble des biens gérés et ce quel que soit leur mode de financement,

en 2017 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 en 2016 :

- 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 dans les comptes 2016 retraités et dans les comptes 2017 pour simplifier la lecture du bilan

4.3.2. BILAN PASSIF

PASSIF	Tahiti Nord		
	2017	2016 retraité	2016
Résultat	863 712 325	656 618 919	656 618 919
Capitaux propres	863 712 325	656 618 919	656 618 919
Droits des tiers et concédants apports gratuit	2 191 911 712	2 287 739 191	2 287 739 191
- Production	434 182 888	482 425 432	482 425 432
- Distribution	1 757 728 824	1 805 313 759	1 805 313 759
Droits des concédants PRU	0	0	4 496 709 477
- Production	0	0	4 496 709 477
Amortissements techniques pour ordre	0	0	-2 095 293 152
- Production	0	0	-2 095 293 152
Droits du concédant exigible en nature	2 191 911 712	2 287 739 191	4 689 155 516
Caducité	8 026 510 103	8 643 933 957	16 126 834 982
- Production	0	0	7 482 901 025
- Distribution	8 026 510 103	8 643 933 957	8 643 933 957
Provisions pour renouvellement	0	11 955 943 456	8 321 541 439
- Production	0	0	3 733 639 381
- Distribution	0	11 955 943 456	4 587 902 058
Autres provisions	5 949 544 887	6 672 960 506	2 085 058 448
- PIDR	676 851 063	593 593 489	593 593 489
- Autres provisions	5 272 693 824	6 079 367 017	1 491 464 959
Provision pour risques et charges	13 976 054 990	27 272 837 919	26 533 434 869
Emprunts et dettes financières	65 000	65 000	65 000
- Emprunts	65 000	65 000	65 000
Clients - avances sur consommation	667 245 703	576 631 848	576 631 848
Fournisseurs	2 445 676 742	1 780 060 751	1 780 060 751
Dettes fiscales et sociales	2 149 690 603	2 316 597 506	2 316 597 506
Passif de renouvellement	12 440 363 378	0	0
- Production	12 191 200 653	0	0
- Distribution	249 162 726	0	0
Autres dettes	34 586 784	437 655 261	437 655 261
Produits constatés d'avance	122 964 460	146 276 986	146 276 986
Emprunts et dettes	17 860 592 670	5 257 287 353	5 257 287 353
TOTAL PASSIF	34 892 271 697	35 474 483 382	37 136 496 657

2 Les provisions pour renouvellement utilisées comptabilisées à fin 2016 ont été transférées dans le poste d'amortissement à l'actif **(1)**

3 En production, la caducité comptabilisée à fin 2016 a été transférée en amortissement **(1)**

En distribution, la caducité comptabilisée reste au bilan, elle est reprise de manière lissée par résultat (avenant 17) le complément de produit dégagé étant utilisé pour financer la baisse des tarifs opérés en mars 2016

4 En Production, les provisions pour renouvellement antérieurement comptabilisées ont été transférées en passif de renouvellement **(5)**

En distribution, les provisions pour renouvellement ont été reprises, une provision pour risque a été dotée à due concurrence

5 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.

Ce montant est complété chaque année par l'amortissement sur la durée résiduelle de la concession de la part non financée du plan de renouvellement

4.3.3. COMPTE DE RESULTAT PAR ACTIVITE

		Tahiti Nord 2016			Tahiti Nord 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE							
P1	REVENU AUTORISE : Rémunération de la puissance maximale autorisée	2 466 014 752		2 466 014 752	2 366 655 861	69 810 687	2 436 466 548
	- UO UPI : Puissance maximale majorée -1	111 544,00		111 544	111 623,00		111 623
	- Forfait FP1	22 108		22 108	22 171		22 171
	Facturation P1 autres distributeurs						
	COÛTS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE D'ORIGINE THERMIQUE	-2 028 222 478	-149 208 479	-2 177 430 957	-2 067 861 186	-56 186 904	-2 124 048 090
	par UO : Puissance maximale majorée	-18 183		-19 521	-18 525		-19 029
	- Maintenance	-661 672 306		-661 672 306	-697 467 080	-15 751 534	-713 218 614
	- AC	-73 819 437		-73 819 437	-76 518 425	-37 705 873	-114 224 299
	- ACE	-117 618 479		-117 618 479	-144 067 427		-144 067 427
	- MO	-473 233 290		-473 233 290	-450 213 693	-1 021 247	-461 234 941
	- AUTRES	2 998 900		2 998 900	-26 667 535	22 975 587	-3 691 948
	- Conduite et Fonctionnement	-274 429 832	-27 856 009	-302 285 841	-291 318 108	-44 868 214	-336 186 322
	- AC	-2 910 799		-2 910 799	-5 237 826		-5 237 826
	- ACE	-130 675 908	-3 024 201	-133 700 110	-151 319 333	-4 164 188	-155 483 521
	- MO	-1 190 901	-24 831 807	-26 022 709	-1 682 682	-28 053 787	-29 736 469
	- AUTRES	-139 652 224		-139 652 224	-133 078 267	-12 650 239	-145 728 506
	- Amortissement des actifs de concession	-630 497 278	-98 448 106	-728 945 384	-465 529 061		-465 529 061
	- Dot. Amortissement Technique	-276 452 834	-61 166 106	-337 618 940			
	- Dot. Amortissement Caducité	-228 229 528		-228 229 528			
	- Dot. Provision pour Renouvellement	-116 501 433	-37 282 000	-153 783 433			
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles	-9 313 483		-9 313 483			
- Reprise Provision pour Renouvellement							
- Dotation provision pour risque							
- Reprise lissée caducité							
- Charge lissée sur biens financés				-252 944 324		-252 944 324	
- Charge lissée de renouvellement				-212 584 737		-212 584 737	
- Reprise sur travaux de renouvellement							
- Reprise provision pour risque							
- Quote part des activités support affectées	-461 623 062	-22 904 364	-484 527 426	-613 546 936	4 432 843	-609 114 093	
- Fonctions supports	-211 784 849	-22 904 364	-234 689 213	-367 276 166	-56 429 629	-423 705 795	
- Frais de siège	-249 838 213		-249 838 213	-246 270 770	60 862 472	-185 408 299	
P2	REVENU AUTORISE : Rémunération des autres charges de production	780 494 142		780 494 142	726 889 743	21 441 509	748 331 251
	- UO UPI2 : kWh produits sortie de centrale -1	289 715 717		289 715 717	280 999 233		280 999 233
	- Forfait FP2	2,694		2,694	2,705		2,705
	Facturation P2 autres distributeurs						
	COÛTS DE MAINTENANCE DES MOTEURS	-664 536 728	100 582 230	-563 954 498	-620 919 714	96 932 563	-523 987 152
	par UO : kWh produits sortie de centrale	-2,294		-1,947	-2,210		-1,865
	- Maintenance	-588 106 759	100 582 230	-487 524 530	-526 284 346	91 230 195	-435 054 151
	- AC	-346 932 999		-346 932 999	-374 921 534		-374 921 534
	- ACE	-99 092 374		-99 092 374	-81 491 569		-81 491 569
	- MO	-125 105 087		-125 105 087	-122 396 754		-122 396 754
	- AUTRES (provision rév groupes...)	-16 976 299	100 582 230	83 605 931	52 525 511	91 230 195	143 755 706
- Traitement des effluents	-344 035		-344 035	-21 116 895		-21 116 895	
- Quote part des activités support affectées	-76 085 933		-76 085 933	-73 518 474	5 702 368	-67 816 106	
- Fonctions supports	-49 330 098		-49 330 098	-50 444 706		-50 444 706	
- Frais de siège	-26 755 836		-26 755 836	-23 073 768	5 702 368	-17 371 400	
Matières consommées	REVENU AUTORISE : Matières consommées	2 888 718 934		2 888 718 934	3 387 602 063	99 926 158	3 487 528 221
	Facturation autres distributeurs						
	Par kWh produits sortie de centrale	9,97		9,97	12,06		12,41
	- Consommations	-2 888 718 934		-2 888 718 934	-3 543 798 601		-3 543 798 601
	- Fioul	-2 640 862 742		-2 640 862 742	-3 201 088 101		-3 201 088 101
	- Gasoil	-143 424 182		-143 424 182	-207 973 086		-207 973 086
- Huile	-79 869 070		-79 869 070	-112 820 927		-112 820 927	
- Urée	-24 562 881		-24 562 881	-21 916 487		-21 916 487	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS				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
	- Fonctions supports				-847 615		-847 615
	- Frais de siège						
	PRODUIT SUR REVENTE ENERGIES	716 975 076		716 975 076	828 067 357		828 067 357
- Coûts sur revente energie	-659 649 619	-3 544 226	-663 193 845	-694 058 706	-67 066 502	-761 125 208	
PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	188 186 323		188 186 323	202 163 282		202 163 282	
- Coûts directs	-196 271 665		-196 271 665	-210 900 155		-210 900 155	
- AC	-61 002 734		-61 002 734	-148 689 432		-148 689 432	
- ACE	-134 668 759		-134 668 759	-49 956 745		-49 956 745	
- MO	-600 172		-600 172	-12 253 978		-12 253 978	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-291 328		-291 328	-4 046 554		-4 046 554	

		Tahiti Nord 2016			Tahiti Nord 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
SYNTHESE ACTIVITE PRODUCTION THERMIQUE							
	TOTAL DES PRODUITS	7 040 389 227		7 040 389 227	7 512 266 306	191 178 354	7 703 444 660
	MARGE AVANT IS	602 698 475	-52 170 475	550 528 000	368 261 379	164 857 510	533 118 889
	- I.S.	-320 070 251	27 705 756	-292 364 494	-168 301 088	-75 342 406	-243 643 494
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	332 503 793	-28 782 022	303 721 771	199 960 291	89 515 104	289 475 395
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	282 628 224	-24 464 719	258 163 506	169 966 247	76 087 838	246 054 086
	En % des produits	4%		4%	2%	-40%	3%
	Rémunération base actif régulée 11% IS déduit	0		0			420 174 441
TRANSPORT							
T	REVENU AUTORISE:	827 910 533		827 910 533	974 154 991	28 735 242	1 002 890 233
	Par kWh xxx						
	- Redevance TEP	-827 910 533		-827 910 533	-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%
DISPATCHING							
D1	REVENU AUTORISE:	89 908 796		89 908 796	86 398 592	2 548 552	88 947 144
	- UO UD1 : longueur des réseaux HTA -1	576		576	576		576
	- Forfait FD1	156 173		156 173	156 933,00		156 933
	COUTS DU DISPATCHING	-64 586 510	-2 691 908	-67 278 418	-101 136 570	3 253 220	-97 883 350
	- Conduite et Fonctionnement	-24 677 483		-24 677 483	-50 141 768		-50 141 768
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-52 997 956		-52 997 956	-62 494 619		-62 494 619
	- AUTRES				7 682 770		7 682 770
	- REVENTE SECOSUD	28 320 473		28 320 473	4 670 081		4 670 081
	- Amortissement des actifs de concession	-1 360 394	-2 691 908	-4 052 302	-3 613 318		-3 613 318
	- Dot. Amortissement Technique	-1 360 394		-1 360 394			
	- Dot. Amortissement Caducité						
	- Dot. Provision pour Renouvellement						
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles		-2 691 908	-2 691 908			
	- Quote part des activités support affectées	-38 548 633		-38 548 633	-47 381 484	3 253 220	-44 128 264
	- Fonctions supports	-26 177 659		-26 177 659	-34 217 822		-34 217 822
	- Frais de siège	-12 370 974		-12 370 974	-13 163 662	3 253 220	-9 910 442
ACTIVITES ANNEXES							
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	17 315 622		17 315 622	24 278 396		24 278 396
	- Coûts directs	-13 121 483		-13 121 483	-13 139 774		-13 139 774
	- AC						
	- ACE						
	- MO	-13 121 483		-13 121 483	-13 139 774		-13 139 774
	- AUTRES						
	- Quote part des activités support affectées	-12 613 344		-12 613 344	-8 866 280	328 650	-8 537 630
	- Fonctions supports	-8 445 997		-8 445 997	-7 536 449		-7 536 449
	- Frais de siège	-4 167 347		-4 167 347	-1 329 831	328 650	-1 001 181
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES				47 106 578		47 106 578
	- Coûts directs				-45 133 126		-45 133 126
	- 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
SYNTHESE ACTIVITE DISPATCHING							
	TOTAL DES PRODUITS	107 224 418		107 224 418	157 783 566	2 548 552	160 332 118
	MARGE AVANT IS	16 903 081	-2 691 908	14 211 173	-12 473 961	6 130 421	-6 343 539
	- I.S.	-8 976 584	1 429 570	-7 547 014	5 700 791	-2 801 696	2 899 095
	- IS report déficitaire 2017						
	MARGE NETTE CONCESSION	9 325 291	-1 485 104	7 840 187	-6 773 170	3 328 725	-3 444 445
	MARGE NETTE ACTIONNAIRE	7 926 497	-1 262 338	6 664 159	-5 757 194	2 829 416	-2 927 778
	En % des produits	7%		6%	-4%	-111%	-2%

		Tahiti Nord 2016			Tahiti Nord 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
DISTRIBUTION D'ELECTRICITE							
GESTION DES RESEAUX	REVENU AUTORISE	1 705 257 815		1 705 257 815	1 642 955 248	48 463 250	1 691 418 498
	- UO UD2 : longueur des reseaux (hors branchement) -1	1 484		1 484	1 488		1 488
	- Forfait FD2	1 149 173		1 149 173	1 154 587		1 154 587
	COUTS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE	-1 297 346 725		-1 297 346 725	-1 032 800 498	67 221 522	-965 578 975
	par UO : longueur des reseaux (hors branchement)	-874 282		-874 282	-694 086		-648 911
	- Maintenance	-653 846 137		-653 846 137	-615 287 910		-615 287 910
	- AC	-75 108 533		-75 108 533	-55 555 410		-55 555 410
	- ACE	-185 886 816		-185 886 816	-178 746 926		-178 746 926
	- MO	-404 736 167		-404 736 167	-382 019 177		-382 019 177
	- AUTRES	11 885 379		11 885 379	1 033 603		1 033 603
	- Conduite et Fonctionnement	-77 155 451		-77 155 451	14 301 237		14 301 237
	- AC	-211 261		-211 261	-2 986 193		-2 986 193
	- ACE	-14 448 548		-14 448 548	-8 689 463		-8 689 463
	- MO	-3 942 450		-3 942 450	-1 423 531		-1 423 531
	- AUTRES	-58 553 192		-58 553 192	27 400 424		27 400 424
	- Amortissement des actifs de concession	106 527 135		106 527 135	238 325 601		238 325 601
	- Dot. Amortissement Technique	-481 828 354		-481 828 354			
	- Dot. Amortissement Caducité	628 900 304		628 900 304			
	- Dot. Provision pour Renouvellement						
	- Dot. Amort et Provisions exceptionnelles	-40 544 815		-40 544 815			
	- Reprise Provision pour Renouvellement						
	- Dotation provision pour risque					3 810 808 773	3 810 808 773
	- Reprise lissée caducité						
	- Charge lissée sur biens financés				617 423 854		617 423 854
- Charge lissée de renouvellement				-458 886 311		-458 886 311	
- Reprise sur travaux de renouvellement				-247 919 233		-247 919 233	
- Reprise provision pour risque							
- Amortissement du droit d'entrée				327 707 290		327 707 290	
- Quote part des activités support affectées	-672 872 272		-672 872 272	-670 139 425	67 221 522	-602 917 903	
- Fonctions supports	-373 264 749		-373 264 749	-398 137 720		-398 137 720	
- Frais de siège	-299 607 523		-299 607 523	-272 001 705	67 221 522	-204 780 183	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS ACC. : Location de poteau, Refacturation SIG...	34 918 394		34 918 394	33 488 902		33 488 902
	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	271 833 702		271 833 702	505 766 199		505 766 199
	- Coûts directs	-154 312 462	-6 639 698	-160 952 160	-369 284 396		-369 284 396
	- AC	-98 458 885		-98 458 885	-176 350 592		-176 350 592
	- ACE	-63 390 690		-63 390 690	-123 456 231		-123 456 231
	- MO	-53 662 013		-53 662 013	-76 243 893		-76 243 893
	- AUTRES	61 199 126	-6 639 698	54 559 428	6 766 320		6 766 320
	- Quote part des activités support affectées	-103 493 587		-103 493 587	-125 175 565	929 153	-124 246 412
	- Fonctions supports	-85 940 502		-85 940 502	-121 415 889		-121 415 889
	- Frais de siège	-17 553 085		-17 553 085	-3 759 676	929 153	-2 830 523
	PRODUITS SUR TRAVAUX IMMOBILISES	606 578 326		606 578 326	730 601 297		730 601 297
	- Coûts directs	-533 829 372		-533 829 372	-623 417 954		-623 417 954
	- AC	-233 582 597		-233 582 597	-282 466 353		-282 466 353
	- ACE	-244 859 353		-244 859 353	-246 256 893		-246 256 893
- MO	-67 323 996		-67 323 996	-83 354 131		-83 354 131	
- AUTRES	11 936 574		11 936 574	-11 340 577		-11 340 577	
- Quote part des activités support affectées	-76 054 142		-76 054 142	-132 251 929		-132 251 929	
SYNTHESE ACTIVITE DISTRIBUTION							
TOTAL DES PRODUITS	2 618 588 237		2 618 588 237	2 912 811 646	48 463 250	2 961 274 896	
MARGE AVANT IS	453 551 949	-6 639 698	446 912 251	629 881 305	116 613 925	746 495 230	
- IS.	-240 864 200	3 526 091	-237 338 109	-287 865 399	-53 294 349	-341 159 748	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION	250 220 881	-3 663 067	246 557 814	342 015 906	63 319 576	405 335 482	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	212 687 749	-3 113 607	209 574 142	290 713 520	53 821 640	344 535 160	
En % des produits	8%		8%	10%	-111%	12%	
Rémunération base actif régulée 7% IS déduit	0		0			431 343 727	

		Tahiti Nord 2016			Tahiti Nord 2017		
		Récurrent	Non récurrent	Total	Récurrent	Non récurrent	Total
FOURNITURE D'ELECTRICITE							
ACHAT AUX PRODUCTEURS	REVENU AUTORISE et redevance solaire	8 386 242 501		8 386 242 501	9 423 611 499	251 661 176	9 675 272 675
	- Achat d'électricité d'origine thermique	6 135 227 828		6 135 227 828	6 481 147 667	191 178 354	6 672 326 020
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique (RA)	1 942 415 571		1 942 415 571	1 756 783 995	51 820 926	1 808 604 921
	- Achat d'électricité d'origine solaire (RA)	308 599 102		308 599 102	293 647 431	8 661 897	302 309 327
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique pour revente à TSE				199 034 662		199 034 662
	- Autres revente à TSE				692 997 744		692 997 744
	COÛTS D'ACHAT	-8 386 242 501		-8 386 242 501	-9 520 815 674	-190 038 478	-9 710 854 152
	- Achat d'électricité d'origine thermique	-6 135 227 828		-6 135 227 828	-7 174 145 410	-191 178 354	-7 365 323 764
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique Marama Nui	-1 926 532 309		-1 926 532 309	-2 020 855 771	1 139 875	-2 019 715 895
	- Achat d'électricité d'origine hydraulique CHPP	-15 883 262		-15 883 262	-18 749 671		-18 749 671
	- Achat d'électricité d'origine solaire	-308 599 102		-308 599 102	-307 064 822		-307 064 822
	GESTION ADMINISTRATIVE	-13 837 059		-13 837 059	-6 259 490	568 403	-5 691 087
	- Produits de la Redevance solaire	12 513 335		12 513 335	16 185 763		16 185 763
- Coûts de Fonctionnement				-2 967 134		-2 967 134	
- AC				-2 930 707		-2 930 707	
- ACE				-54 828		-54 828	
- MO				18 401		18 401	
- AUTRES							
- Quote part des activités support affectées	-26 350 394		-26 350 394	-19 478 119	568 403	-18 909 716	
- Fonctions supports	-22 846 328		-22 846 328	-17 178 162		-17 178 162	
- Frais de siège	-3 504 066		-3 504 066	-2 299 957	568 403	-1 731 554	
ETUDES & RACCORDEMENTS SOLAIRES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	15 918 636		15 918 636	18 537 048		18 537 048
	- Coûts directs	-24 131 609		-24 131 609	-4 275 177		-4 275 177
	- AC	-3 772 622		-3 772 622	-1 894 784		-1 894 784
	- ACE	-3 844 186		-3 844 186	-501 600		-501 600
	- MO	-10 085 234		-10 085 234	-8 953 306		-8 953 306
	- AUTRES	-6 429 567		-6 429 567	7 074 513		7 074 513
	- Quote part des activités support affectées	-25 403 356		-25 403 356	-35 505 609	241 619	-35 263 990
	- Fonctions supports	-22 959 970		-22 959 970	-34 527 933		-34 527 933
	- Frais de siège	-2 443 386		-2 443 386	-977 676	241 619	-736 057
	GESTION DE CLIENTELE	REVENU AUTORISE	859 523 756		859 523 756	835 765 741	24 653 090
- UO UC : Nombre d'abonnés -1		51 077		51 077	51 701		51 701
- Forfait FC		16 828		16 828	16 904,00		16 904
PRODUITS ACCESSOIRES A L'ENERGIE		62 094 161		62 094 161	64 635 361		64 635 361
- Frais de relance		35 231 928		35 231 928	38 293 624		38 293 624
- Frais de perception de taxe		26 862 233		26 862 233	26 341 737		26 341 737
COÛT DE L'INTERFACE CLIENTELE		-584 122 545	89 503 595	-494 618 950	-550 685 512	13 040 777	-537 644 735
par UO : Nombre d'abonnés		-11 436		-9 684	-10 651		-10 399
- Affranchissements		-69 858 975		-69 858 975	-73 517 679		-73 517 679
- Fonctionnement		-234 292 153	89 503 595	-144 788 558	-208 723 036		-208 723 036
- AC		-12 804 198		-12 804 198	-15 419 359		-15 419 359
- ACE		-67 787 994		-67 787 994	-64 901 634		-64 901 634
- MO		-154 456 356		-154 456 356	-155 817 297		-155 817 297
- AUTRES	756 395	89 503 595	90 259 990	27 415 254		27 415 254	
- Quote part des activités support affectées	-279 971 417		-279 971 417	-268 444 797	13 040 777	-255 404 020	
- Fonctions supports	-222 198 431		-222 198 431	-215 677 269		-215 677 269	
- Frais de siège	-57 772 986		-57 772 986	-52 767 528	13 040 777	-39 726 751	
ACTIVITES ANNEXES	PRODUITS SUR TRAVAUX VENDUS	32 635 588		32 635 588	26 120 072		26 120 072
	- Autres						
	- Frais de coupure	32 635 588		32 635 588	26 120 072		26 120 072
	- Coûts directs	-8 339 256		-8 339 256	-7 935 871		-7 935 871
	- AC	-274 423		-274 423	-592 134		-592 134
	- ACE	-74 648		-74 648			
	- MO	-7 990 185		-7 990 185	-6 910 077		-6 910 077
	- AUTRES				-433 660		-433 660
- Quote part des activités support affectées	-15 267 925		-15 267 925	-13 555 648	383 223	-13 172 425	
- Fonctions supports	-15 267 925		-15 267 925	-12 004 994		-12 004 994	
- Frais de siège				-1 550 654	383 223	-1 167 431	
SYNTHESE ACTIVITE FOURNITURE D'ELECTRICITE							
TOTAL DES PRODUITS	9 356 414 642		9 356 414 642	10 384 855 483	276 314 267	10 661 169 750	
MARGE AVANT IS	299 070 391	89 503 595	388 573 986	229 636 739	100 509 811	330 146 550	
- I.S.	-158 824 917	-47 531 957	-206 356 874	-104 947 505	-45 934 522	-150 882 027	
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION	164 994 676	49 378 397	214 373 073	124 689 234	54 575 289	179 264 522	
MARGE NETTE ACTIONNAIRE	140 245 474	41 971 638	182 217 112	105 985 849	46 388 995	152 374 844	
En % des produits	1%		2%				

		Tahiti Nord 2016			Tahiti Nord 2017		
		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							
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		-207 445 660		-207 445 660	-174 855 014	-5 157 805	-180 012 819
- Intérêts sur emprunts bancaires							
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : sur la base des taux de marché		100 852 208		100 852 208	90 486 368		90 486 368
- Rémunération Compte courant du concessionnaire : surperformance financière		106 593 452		106 593 452	92 358 151		92 358 151
MARGE AVANT IS					7 989 505	-5 157 805	2 831 700
- I.S.					-3 651 326	2 357 196	-1 294 130
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION					4 338 179	-2 800 609	1 537 570
MARGE NETTE ACTIONNAIRE					3 687 452	-2 380 518	1 306 934
En % des produits							
TOTAL CONCESSION							
TOTAL DES PRODUITS		13 620 366 904		13 620 366 904	14 593 068 240	350 909 307	14 943 977 547
TOTAL DES CHARGES		-12 248 143 008	28 001 514	-12 220 141 494	-13 414 087 867	60 785 598	-13 353 302 268
MARGE AVANT IS		1 372 223 896	28 001 514	1 400 225 410	1 178 980 373	411 694 906	1 590 675 278
- I.S.		-728 735 951	-14 870 540	-743 606 491	-538 812 079	-188 150 874	-726 962 954
- IS report déficitaire 2017							
MARGE NETTE CONCESSION		757 044 641	15 448 205	772 492 846	640 168 294	223 544 031	863 712 325
MARGE NETTE ACTIONNAIRE		643 487 945	13 130 974	656 618 919	544 143 050	190 012 427	734 155 476
En % des produits		4,7%		4,8%	3,7%	-54%	4,9%

4.3.4. COMMENTAIRES SUR LES ETATS FINANCIERS

4.3.4.1 Commentaires sur les éléments non récurrents

- **Production : + 165 MF**
 - + 191 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part / +70 +21 +100)*
 - - 101 MF de charge liés à la mise en place du quart
 - - 23 MF de charge suite à l'avarie constatée sur le GIP (provision de la franchise d'assurance)
 - + 91 MF lié à la reprise de la provision constituée pour les révisions des groupes de la Vairatoa
 - + 66 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
 - - 67 MF sur la revente d'énergie (neutralisé dans l'activité fourniture)
 - + 8 MF autres
- **Transport : + 29 MF**
 - + 29 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
- **Dispatching : + 6 MF**
 - + 3 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)*
 - + 3 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)

- **Distribution : + 116 MF**
 - + 49 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)
 - + 67 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)
- **Fourniture : + 100 MF**
 - + 276 MF de reprise de l'écart RA-CA à fin 2016 (quote-part)
 - – 190 MF sur le coût d'achat des énergies
 - – 14 MF de reprise de provisions pour contentieux y/c CPS (en frais de siège)

* L'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris sur l'exercice en non récurrent (voir paragraphe 4.4.2)

4.3.4.2 Commentaires sur la variation entre 2016 et 2017 des éléments récurrents :

Commentaires sur la variation des produits : + 973 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 augmente de + **235 MF**

Les ventes d'énergie à d'autres concessions augmentent de + **310 MF** :

- 199 MF suite à la mise en place d'un contrat de fourniture d'énergies entre EDT et TSE. En 2016, la production hydraulique nécessaire au sud était directement intégrée dans le processus « fourniture d'énergie » du Secosud. Elle est maintenant également incluse dans les produits et les charges du processus « fourniture d'énergie » de Tahiti Nord.
- 111 MF au titre de l'augmentation du cout des matières consommées (fuel, gazole, huiles ...)

Les explications relatives aux autres produits qui augmentent de + **427 MF** sont :

- **Production : + 14 MF**
 - 14 MF sur les travaux immobilisés
- **Dispatching : + 54 MF**
 - + 7 MF en raison des refacturations à TSE à compter du 1^{er} mars
 - + 47 MF en raison des travaux immobilisés
- **Distribution : + 356 MF**
 - + 232 MF sur les travaux vendus
 - + 124 MF sur les travaux immobilisés

Cette augmentation s'explique essentiellement par les prestations réalisées dans le cadre du contrat de gestion avec TSE
- **Fourniture : + 3 MF**
 - + 3 MF sur la redevance solaire
 - + 3 MF sur les études et raccordement d'installations solaires
 - + 3 MF sur les produits de relance
 - – 6 MF sur les travaux de coupure/reconnection

Commentaires sur la variation des charges : + 1.167 MF

- **Production : + 707 MF**
 - + 40 MF au titre du financement de la conduite et de la maintenance des centrales dont :
 - - 165 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées

- + 205 MF de surcoût lié au litige sur les forages, au changement du quart et à l'entretien du bâtiment
 - – 44 MF au titre de la maintenance des moteurs
 - + 655 MF au titre des matières consommées (fuel, gazole, huiles..)
 - + 35 MF au titre des matières consommées et « revendues » à la concession du Sud
 - + 21 MF au titre de la réalisation d'immobilisations
- **Transport : + 191 MF**
 - En raison de l'augmentation de la redevance de transport de 80 F/kWh (+40%) dans l'exercice
- **Dispatching : + 80 MF**
 - + 36 MF : en raison de la sortie, au 1^{er} mars 2017, du Secosud du périmètre géré par la SA EDT, les charges de dispatching antérieurement réparties entre les 2 concessions ne se trouvent plus supportées que par la seule concession du Nord d'où une augmentation apparente de 36 MF
 - + 44 MF au titre de la réalisation des travaux vendus ou immobilisés
- **Distribution : + 118 MF**
 - – 265 MF au titre de la gestion des réseaux dont
 - - 132 MF au titre de la méthode lissée des charges calculées
 - - 41 MF par la reprise de provisions pour des litiges (équipements sur des terrains privés)
 - - 20 MF de baisse des coûts d'entretien des postes DP
 - + 383 MF de travaux vendus à TSE dans le cadre du contrat de gestion avec TSE
- **Fourniture : + 46 MF** (hors achat énergie thermique à la production EDT)
 - + 96 MF au titre de l'achat des énergies renouvelables
 - – 49 MF au titre du coût de fonctionnement du service clientèle
- **Financier : + 25 MF** baisse des produits financiers en raison de l'arrivée à terme de placements à 5 ans et de nouvelles conditions moins favorables

Commentaires sur la variation de la marge :

La marge récurrente baisse de 193 MF impactée par 2 phénomènes aux effets contraires :

- La non actualisation des tarifs et la non reconnaissance par le ministère du revenu autorisé conduisant par prudence à comptabiliser le CA facturé aux clients. Cela génère un manque à gagner de 543 MF sur l'exercice pour la seule concession de Tahiti Nord. (**- 543 MF**)
- La mise en place de la méthode lissée de comptabilisation des charges calculées laquelle stabilise le niveau des charges calculées à un niveau moindre que 2016 à savoir une baisse de 165 MF sur la production et – 132 MF en distribution (**+ 297 MF**)

La marge non récurrente a été impactée principalement par la reprise de l'écart CA – RA constaté à fin 2016 soit un impact positif de + **351 MF**.

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).

$$\text{Revenu Autorisé} = \text{RE} + \text{CE}$$

$$12.439.758.438 = 5.734.583.085 + 6.705.175.353$$

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 2016 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	111 544	111 623	0,1%	22 108	22 171	0,3%	2 466 014 752	2 474 793 533	0,4%
nb de kWh produits	289 715 717	280 999 233	-3,0%	2,694	2,705	0,4%	780 494 142	760 102 925	-2,6%
Activité de dispatching									
nb de km de réseaux HTA	575,7	575,7	0,0%	156 173	156 933	0,5%	89 908 796	90 346 328	0,5%
Activité de distribution									
nb de km de réseaux (hors branchements)	1 483,900	1 488,000	0,3%	1 149 173	1 154 587	0,5%	1 705 257 815	1 718 025 456	0,7%
Activité de fourniture									
nb de clients (abonnements)	51 077	51 701	1,2%	16 828	16 904	0,5%	859 523 756	873 953 704	1,7%
RE - "Forfaits"							5 901 199 260	5 917 221 946	0,3%
Résultat financier							-207 445 660	-182 844 519	-11,9%
Partage des gains de rendement							0	205 658	
RE (Revenu de l'exploitation)							5 693 753 600	5 734 583 085	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.

TAHITI NORD

		2016			2017		
		qté	prix	XPF	qté	prix	XPF
carburant : GO	C	2 381 849	60,24	143 491 974	3 178 555	64,89	206 259 512
carburant : Fuel	C	61 112 883	43,21	2 640 779 177	61 182 016	52,33	3 201 379 784
urée	U			24 581 356			21 918 484
huiles	H	316 026	252,72	79 866 428	423 232	266,59	112 831 208
énergie achetée Hydro	E	160 186 737	12,13	1 942 415 571	152 532 271	12,04	1 837 055 287
énergie achetée Solaire	E	10 160 513	30,37	308 599 102	10 271 060	29,90	307 064 822
prod ENR EDT							
transport	T	428 553 158	1,93	827 910 533	421 918 252	2,41	1 018 666 257
CE Total				5 967 644 140			6 705 175 353

Prix des combustibles

	Fioul	Gazole Tahiti	Arrêté CM
Acpt du 12/2016	49,545		Arrêté 1913 CM du 23 novembre 2016
Acpt du 01/2017		65,322	Arrêté 2237 CM du 21 décembre 2016
Acpt du 02/2017	55,820	70,638	Arrêté 75 CM du 25 janvier 2017 Arrêté 73 CM du 25 janvier 2017
Acpt du 03/2017		72,115	Arrêté 175 CM du 22 février 2017
Acpt du 04/2017	54,916	72,766	Arrêté 359 CM du 30 mars 2017 Arrêté 357 CM du 30 mars 2017
Acpt du 05/2017	52,799	69,97	Arrêté 503 CM du 21 avril 2017 Arrêté 501 CM du 21 avril 2017
Acpt du 06/2017		70,07	Arrêté 684 CM du 24 mai 2017
Acpt du 07/2017	51,471	66,373	Arrêté 898 CM du 21 juin 2017 Arrêté 896 CM du 21 juin 2017
Acpt du 08/2017		64,243	Arrêté 1190 CM du 25 juillet 2017
Acpt du 09/2017	48,977	64,505	Arrêté 1498 CM du 31 août 2017 Arrêté 1496 CM du 31 août 2017
Acpt du 10/2017		65,541	Arrêté 1668 CM du 21 septembre 2017
Acpt du 11/2017	51,176	68,471	Arrêté 1919 CM du 26 octobre 2017 Arrêté 1917 CM du 26 octobre 2017
Acpt du 12/2017		68,471	Arrêté 2202 CM du 24 novembre 2017

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

- Le revenu autorisé 2015 a été fixé concession par concession en répartissant le chiffre d'affaires contractuel 2015 du concessionnaire pour l'ensemble de ses concessions au prorata des charges de chaque activité dans chaque concession.
Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et le Chiffre d'Affaires facturés aux clients correspond à *la péréquation*.
- A compter du 1^{er} mars 2016, et jusqu'à l'entrée en vigueur d'un dispositif réglementaire de péréquation et de solidarité tarifaire de l'électricité sur tout le territoire de la Polynésie française, tel que visé en préambule de l'avenant 17b, les tarifs de l'électricité sont établis de sorte à couvrir le revenu autorisé du concessionnaire sur l'ensemble de ses concessions actuelles.

- Sur une concession donnée la différence entre le Revenu Autorisé du concessionnaire et les facturations adressées aux clients correspond à *la péréquation*.
 - Sur l'ensemble des concessions ou la péréquation est nulle, l'écart existant entre les facturations adressées aux clients et le revenu autorisé est pris en compte dans les tarifs de la période suivante ; cet écart n'est donc pas intégré au chiffre d'affaires du concessionnaire, il est comptabilisé en produits constatés d'avance ou facture à établir selon qu'il soit positif ou négatif.
- En 2017, malgré une hausse importante du prix des combustibles d'une part et de la redevance TEP d'autre part (+ 40%), le ministère de l'énergie s'est refusé à actualiser les tarifs s'abritant pour se justifier sur la non applicabilité de la formule tarifaire de l'avenant 17 et donc de l'absence d'opposabilité de la notion de revenu autorisé.
Aussi, par prudence et en l'attente du jugement des tribunaux les produits enregistrés par concession et par processus sous le vocable Revenu Autorisé correspondent :
 - Pour 2016 au revenu autorisé
 - Pour 2017 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)

Ce refus d'actualisation associé à cette remise en cause des avenants 17 et 17b se traduit en récurrent par une baisse du CA du concessionnaire de 837 MF avec impact sur Tahiti Nord de 543.MF

En parallèle l'écart constaté à fin 2016 entre les facturations émises et le revenu autorisé soit 540 MF comptabilisés en produits constatés d'avance a été repris en non récurrent avec un impact positif pour Tahiti Nord de 351 MF

		2017	2016	2015	2014
CA facturé dans la concession	A	14 089 892 126	14 417 770 195	14 920 683 705	15 457 474 840
péréquation	B	-2 193 696 324	-2 405 463 147	-2 477 746 396	-2 623 131 467
CA péréqué	C=A+B	11 896 195 802	12 012 307 048	12 442 937 309	12 834 343 373
écart RA/CA 2017		543 562 636	-350 909 308	n/a	n/a
Revenu autorisé		12 439 758 438	11 661 397 740	12 442 937 309	n/a
annulation écart RA/CA 2017		-543 562 636	n/a	n/a	n/a
reprise écart RA/CA 2016 dette		350 909 308	n/a	n/a	n/a
Produits comptabilisés		12 247 105 109	11 661 397 740	12 442 937 309	12 834 343 373

Le détail du calcul du revenu autorisé est détaillé au § 4.4.1

Les produits comptabilisés (hors activités annexes) sont donc égaux au CA 2017 péréqué majoré de la reprise de l'écart RA/CA ou trop perçu 2016.

4.4.3) – Annexe

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2017	Réalisé 2016
Nombre de kWh vendus Tahiti	474 527 468	479 201 263
<i>Rendement (kWh) Energie vendue / Energie Produit</i>	92,0%	91,9%
<u>Nombre de kWh à produire ou acheter</u>		
Achat Photovoltaïque à 45 F/kWh	1 209 829	1 269 434
Achat Photovoltaïque à 40 F/kWh	3 218 461	3 316 681
Achat Photovoltaïque à 35 F/kWh	1 484 820	1 498 016
Achat Photovoltaïque à 15,98 F/kWh	4 910 078	4 634 091
Achat electra 40F/kWh	161 005	172 547
Total Production Photovoltaïque	10 984 193	10 890 769
Achat hydro Marama Nui Vaite	13 525 280	13 210 835
Achat hydro Marama Nui Vaihiria	21 693 053	20 234 320
Achat hydro Marama Nui Faatautia	32 183 942	34 513 198
Achat hydro Marama Nui Titaaviri	20 364 832	21 082 046
Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo 1 et 2	57 185 217	61 808 627
Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo 0	26 140 773	27 779 210
Total Marama Nui	171 093 097	178 628 235
Achat production hydro CHPP et SPEA	1 465 649	1 406 070
Total Production Hydro	172 558 746	180 034 305
Energie achetée & ENR produite en kWh	183 542 939	190 925 074
% répartition production Punaruu	98,4%	98,3%
% répartition production Vairaatoa	1,6%	1,7%
Production brute thermique Punaruu	327 062 187	324 725 835
Production brute thermique Vairaatoa	5 458 444	5 658 343
Total production thermique (sortie alternateur)	332 520 631	330 384 178
Total Achat energie (EDT et autres) en kWh	516 063 570	521 309 252
<u>Consommation spécifique L/KWh</u>		
Gasoil Centrale thermique Punaruu (en réalisé global punaruu)	0,217	0,215
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa TAC	0,405	0,395
Gasoil Centrale thermique Vairaatoa - Groupe	0,281	0,587
Fioul Centrale thermique Punaruu	0,217	0,215
<u>Stock Matières Premières GO volume</u>		
Stock Initial	488 500	476 500
achat Matière premiere	3 558 478	2 688 348
stock Final	451 100	488 000
consommation Matière 1iere	3 595 878	2 676 848
<u>Stock Matières Premières Fioul volume</u>		
Stock Initial	3 138 400	4 108 000
achat Matière premiere	68 263 609	67 745 033
stock Final	2 187 200	3 138 400
consommation Matière 1iere	69 214 809	68 714 633
<u>Stock Matières Premières volume</u>		
Stock Initial	3 626 900	4 584 500
achat Matière premiere	71 822 087	70 433 381
stock Final	2 638 300	3 626 400
consommation Matière 1iere en litre	72 810 687	71 391 481
<i>Consommation Matière 1iere sur 30 jours</i>		
<u>Consommation spécifique compta L/KWh</u>	0,2190	0,2161

DETAIL DES CHARGES D'ENERGIE	Réalisé 2017	Réalisé 2016
<u>Evolution des tarifs d'énergie primaire au litre (consommé pour le fuel, le GO et l'huile - acheté pour hydro et solaire)</u>		
Prix du gasoil	64,891 F	60,240 F
Prix du fioul	52,326 F	43,210 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaite	12,028 F	12,164 F
Prix Achat hydro Marama Nui Vaihiria	9,663 F	10,153 F
Prix Achat hydro Marama Nui Faatautia	9,734 F	10,246 F
Prix Achat hydro Marama Nui Titaaviri	12,890 F	12,701 F
Prix Achat hydro Marama Nui Haute Papenoo	13,226 F	13,040 F
Prix Achat hydro Marama Nui moyenne Papenoo	13,625 F	13,407 F
Achat production hydro CHPP	12,060 F	12,060 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	30 173 551	32 753 657
achat Matière première	232 649 058	158 673 869
stock Final	29 482 592	30 173 551
consommation GO XPF	233 340 017	161 253 975
<u>Stock Matières Premières Fioul XPF</u>		
Stock Initial	155 492 028	202 795 528
achat Matière première	3 578 139 815	2 921 858 396
stock Final	111 932 147	155 492 028
consommation Fioul XPF	3 621 699 696	2 969 161 896
Huile	127 645 196	89 798 004
Urée	24 796 235	27 616 519
Compensation retard actualisation tarifaire 2014/2015		
(CUHPF) Combustible urée, huiles....	4 007 481 144	3 247 830 394
Hydro Marama Nui Vaite	162 678 182	160 698 251
Hydro Marama Nui Vaihiria	209 614 788	205 438 303
Hydro Marama Nui Faatautia	313 286 554	353 635 249
Hydro Marama Nui Titaaviri	262 508 031	267 765 773
Hydro Marama Nui Haute Papenoo	756 315 648	805 980 972
Hydro Marama Nui moyenne Papenoo	356 169 520	372 427 967
Hydro CHPP et SPEA	17 675 727	16 957 204
Hydroélectricité	2 078 248 450	2 182 903 719
Photovoltaïque	320 910 732	323 177 010
(E) Energie achetée & ENR produite en kWh	2 399 159 182	2 506 080 729
transport TEP	2,41	1,93
(T) Cout total transport en KF	1 145 107 024	926 008 164
(CE) TOTAL achat de matières premières	7 551 747 350	6 679 919 287
MARGES SUR COUT VARIABLE ENERGIE	8 245 199 483	9 447 216 494

Sur les coûts 2017, 465 MF de combustible et 241 MF d'hydroélectricité ont été refacturés à la concession du Sécosud.

4.5 - Objectivation de la marge

Deux méthodes peuvent être utilisées pour cette objectivation à savoir :

- La 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.
- La comparaison à la méthode de la « Base d'actif régulée » telle que mise en place en métropole pour les activités de production et de distribution d'énergie.

4.5.1 La comparaison au compte d'exploitation prévisionnelle annexé à l'avenant 17.

4.5.1.1 Comparaison du résultat récurrent

Récurrent	exercice	cumul depuis 2016	moyen depuis 2016
marge brute avant IS			
CEP	1 377 088 652	2 764 649 093	1 382 324 547
Réalisé	1 178 980 373	2 551 204 269	1 275 602 135
écart	(198 108 279)	(213 444 824)	(106 722 412)
	-14%	-8%	-8%
marge nette après IS			
CEP	649 985 844	1 304 914 372	652 457 186
Réalisé	640 168 294	1 397 212 935	698 606 468
écart	(9 817 550)	92 298 563	46 149 282
	-2%	7%	7%

Avant IS, le résultat récurrent que ce soit de l'exercice ou en cumul depuis 2016 est en léger retrait (-8%) par rapport à celui annoncé dans le compte d'exploitation prévisionnel de l'avenant 17.

Après IS et en raison de la baisse d'IS décidé par le gouvernement fin 2016 et à effet immédiat, la tendance est inversée (+7%).

4.5.1.2 Comparaison du résultat total récurrent et non récurrent

Récurrent et non recurrent	exercice	cumul depuis 2016	moyen depuis 2016
marge brute avant IS			
CEP	1 377 088 652	2 764 649 093	1 382 324 547
Réalisé	1 590 675 278	2 990 900 688	1 495 450 344
écart	213 586 626	226 251 595	113 125 798
	16%	8%	8%
marge nette après IS			
CEP	649 985 844	1 304 914 372	652 457 186
Réalisé	863 712 325	1 636 205 171	818 102 586
écart	213 726 481	331 290 799	165 645 400
	33%	25%	25%

Si le résultat de l'exercice 2016 n'enregistre aucun impact lié aux éléments non récurrents, il n'en est pas de même pour 2017 dont la performance se trouve majorée de 411 MF avant impôts et 223 MF après impôts

Il est à noter que le changement de méthode relative aux charges calculées qui augmente mécaniquement et ponctuellement le résultat de l'exercice, oblige pour faire la comparaison au CEP sur la même base, de réactualiser le CEP de 2015 en intégrant la même méthode de calcul.
Un nouveau CEP actualisé sera établi dans l'exercice

4.5.2. L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée

4.5.2.1 Extraits du rapport CRE du 14/12/2012 : L'objectivation de la marge à partir de la base d'actifs régulée

2.3.1. Le juste niveau de rémunération du concessionnaire devrait être objectif

D'une façon générale, les interlocuteurs rencontrés par la mission ont affirmé que le concessionnaire bénéficierait de marges élevées. Pourtant, aucun n'a été en mesure de préciser les critères quantitatifs précis sur lesquels se fonde cette opinion, ni quel devrait être le juste niveau de rémunération de l'opérateur.

C'est pourtant un élément clé du débat. La réponse est équivoque et ne peut résulter que d'une négociation entre les parties. Toutefois, en pareille situation, le raisonnement financier classique se fonde sur une analyse des comparables, c'est-à-dire des entreprises exerçant dans une activité identique ou, à tout le moins, présentant le même niveau de risque pour l'actionnaire. Le critère typiquement retenu est le niveau de rémunération des capitaux investis.

A titre de comparaison :

1. les niveaux de rémunération des capitaux investis retenus pour les activités d'EDF et des producteurs tiers¹¹ dans les îles bénéficiant de la CSPE¹² est le suivant :

- a. 7,25 % nominal pour les actifs de distribution ; il s'agit du niveau retenu au niveau national pour le calcul du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ;
- b. 11 % nominal pour les actifs de production mis en service à partir de 2005¹³ (taux normatif, fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie).

¹¹ Y compris, dans certains cas, des filiales de la branche Services du groupe GDF-SUEZ

¹² Les collectivités régionales et départementales d'outre-mer (y compris Mayotte), Saint-Pierre et Miquelon (sous statut de département au moment de la promulgation de la loi de 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui a institué la CSPE), la Corse et les îles bretonnes de Ouessant, Molène et Sein

¹³ Avant 2005, le taux de 7,25 % qui correspondait au niveau estimé d'une activité régulée à faible risque dans le secteur de l'électricité était également appliqué à la rémunération des actifs de production

4.5.2.2 extraits du rapport Horwath du 16/10/2015 : modalités de calcul de la Base d'actif régulée

9.5.1 Méthode de détermination,

a. les immobilisations à prendre dans la base d'actif régulé

A un instant T, ces investissements seront représentés par :

- La valeur brute de ces immobilisations
- Diminué des amortissements techniques
- Diminué des éventuelles dépréciations

.....

b. Les immobilisations à exclure de la BAR

Par hypothèse, ne peuvent être considérées comme des immobilisations directement affectées aux activités productives :

- Les immobilisations encours
- Les immobilisations financières
- Les immobilisations affectées aux autres activités

.....

d. Le mode d'amortissement de l'immobilisation

il doit refléter le plus fidèlement l'utilisation qui en est faite

9.6 Récapitulation des composantes du coût de la rémunération du délégataire

La rémunération allouée à l'opérateur, nette de la valorisation des dettes gratuites et des dettes financières se compose des éléments suivants :

- BAR : représente les actifs qui seront rémunérés (actif net d'amortissement). Ce sont les actifs dédiés à l'activité à la fin N-1 majorés des investissements de l'année N
- DETTE : c'est la somme des ressources financières gratuites à savoir les droits des tiers et du concédant + provisions pour amortissement de caducité + provisions pour renouvellement
- P : représente le taux sans risque, l'OAT 10 ans par exemple
- Tbar : représente la rémunération de la BAR, elle est égale à $T_m \times \beta$
- T_m : représente la prime de risque du marché des actions majorée éventuellement d'une prime de risque additionnelle
- Béta : représente le risque spécifique de l'activité
- R (rémunération allouée à l'investisseur) : $BAR \times Tbar - DETTE \times T$

4.5.2.3. Application aux activités de production et de distribution de la concession

	Production	Distribution	Cumul prod + dist
BAR (VNC 31/12/2016)	6 733 496 876	10 713 333 688	
Tbar	11%	7%	
BAR x Tbar	740 684 656	749 933 358	1 490 618 015
DETTE (à fin 2016)			
1/3 & concédant	482 425 432	1 863 489 141	
caducité	7 482 901 025	8 643 933 957	
PRU	4 496 709 477	0	
PR	3 733 639 381	4 587 902 058	
PRC	0	0	
ressource gratuite	16 195 675 315	15 095 325 156	31 291 000 471
T (OAT 10 ans)	0,68%	0,68%	
DETTE x T	110 454 506	102 950 118	213 404 623
Rémunération brute allouée à l'investisseur	630 230 151	646 983 241	
impôt France	33%	33%	
Rémunération nette allouée à l'investisseur	420 174 441	431 343 727	851 518 168

	Production	Distribution	cumul Prod + distrib
Rémunération nette allouée à l'investisseur	420 174 441	431 343 727	851 518 168
marge nette réalisée *			
- sur l'exercice	289 475 395	405 335 482	694 810 877
- moyenne depuis 2016	296 598 583	325 946 648	622 545 231
écart			
- sur l'exercice	(130 699 046)	(26 008 245)	(156 707 291)
- moyenne depuis 2016	(123 575 858)	(105 397 079)	(228 972 937)

* il est à noter qu'en Polynésie la société actionnaire subira un prélèvement de 15% (inexistant en métropole) lors de la remontée de ce résultat, il serait donc plus correct de réduire la marge nette réalisée de ce prélèvement avant de la comparer à la "rémunération nette allouée à l'investisseur" telle que calculée en métropole.

La marge nette de la concession, avant retenue à la source évoquée précédemment est inférieure à celle autorisée par la CRE pour des activités similaires en France ou dans les DOM.

- - 16% pour les résultats de l'exercice
- - 25% pour le résultat moyen depuis 2016

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.

ANNEXE 3

C.E.P.	ANNEXE 3						
	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	33 259 381,79	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	291 651 785	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	15 328 387 708	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	-607 384 050	-615 553 781	-623 903 836	-631 618 870	-639 485 883	-623 168 966	-631 349 511
- Amortissement des actifs de concession	-769 139 667	-761 711 034	-748 949 639	-631 613 017	-630 946 389	-682 553 928	-575 926 615
- Achat combustible et huile	-3 619 979 350	-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				
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	-693 703 266
- Conduite et Fonctionnement	-383 603 354	-391 868 328	-400 327 526	-408 087 115	-416 099 820	-424 099 097	-432 358 476
- Amortissement des actifs de concession	17 283 205	2 112 097	-7 179 117	-6 899 107	-1 948 760	-2 979 678	-10 229 572
- Charges sur travaux vendus ou immobilisés	-1 842 410 018	-1 860 834 118	-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	556 685 249	552 487 967	543 902 874	587 417 559	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					
15 502 714 907	15 564 498 462	15 644 757 943	15 763 834 271	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	-1 287 588 158	-1 304 616 326	-1 321 944 385	-1 339 688 663	-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	-3 517 812 659
-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	-485 684 267	-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	-2 096 634 461	-2 117 802 806
-689 594 938	-701 501 072	-713 646 110	-725 035 035	-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	-652 697 825	-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	-983 740 815	-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	-984 888 598
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	-14 360 676 733	-14 475 460 674
1 571 187 990	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	-918 762 196	-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%	4,7%	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	654 696 456	698 120 052	680 438 086
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

	2016	Transfert (*)	Acquisition	Cession	2017
Production Tahiti Nord	19 666 164 770	162 064 250	119 376 415	-53 271 385	19 894 334 050 (1)

(*) reclassement des ouvrages TEP de 90 kv de distribution en production

(1) détail des acquisitions :

Libellé des chantiers	Chantier	Nature	Valeur Brute
COMPRESSEUR AIR 7BARS & ASSECHEUR PNU	R16000	Filières	6 863 755
AUTOMATE COMMUN TR-3	R15016	Filières	1 576 056
MAJ STATION WOIS ETWISE G5P A G8P	R16016	Filières	20 663 007
TRAVAUX CUVES CENT PNU ALIMENT GRPE	R15012	Filières	19 490 346
MODULE PURE DRY CENT PNU	R14012	Filières	27 883 704
MISE PLACE 2 ANALYSEUR POUSSIÈRE G1P À G4P	R16003	Filières	3 957 184
EAU SURCHAUFFEE TR1CENT PUNARUU I00000	R16004	Filières	28 651 194
ACHAT GROUPES	R15001	Groupe	10 291 169
TOTAL ACQUISITIONS PRODUCTION TAHITI NORD			119 376 415

Les cessions sont relatives aux renouvellements des filières pour 53MF.

Distribution

composants	Acquisitions (concessionnaire)		Acquisitions (tiers)		Cessions et transfert (concessionnaire & tiers)		Variation	
	Qté	Coût en MF	Qté	Coût en MF	Qté	Coût en MF	Qté	Coût en MF
postes cabines		42		20		16		46
enveloppes	2	5	4	13	1	1	5	17
transformateurs	5	5	4	5	8	8	1	3
autres		<u>32</u>		<u>2</u>		<u>7</u>		<u>26</u>
postes aériens		3		-		4		- 1
transformateurs	5	3			6	4	1	1
autres								
postes sources		-		-		162		- 162
organes de coupure aérien		6		-		1		5
IAT	3	6			1	1	2	5
IAM								
télécommandes		-		-		-		-
réseau aérien		250		21		362		- 91
poteaux BT	906	121	45	5	1 299	107	- 348	19
poteaux HT	100	33	5	1	191	50	- 86	- 16
câbles aériens BT	11 142	17	4 805	6	30 455	47	- 14 508	- 24
câbles aériens HT	324	1	262	1	2 376	4	- 1 790	- 2
armement et autres		<u>78</u>		<u>8</u>		<u>154</u>		- <u>68</u>
réseau souterrain		276	276	88	88	228	228	136
comptages		112		-		94		18
monophasés	1 654	88			1 301	82	353	5
triphasés	130	10			99	8	31	2
ZMD	39	10			35	3	4	7
solaires monophasés	103	3					103	3
solaires triphasés	16	2			5	1	11	1
solaires ZMD							-	-
prépaiement					9	<u>0</u>	- 9	- <u>0</u>
autres distribution		-		-		-		-
dispatching		5	5	-		-	-	5
Sous total		694		129		867		- 44

transfert en production

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 12/2017	Valeur Brute d'origine en MF	Amortissement économique	Valeur nette économique
Terrain				772	-	772
Bâtiment renouvelable				1 311	1 004	306
Bâtiment non-renouvelable				1 157	420	737
G1P	13,7	01/01/1986	146 787	1 027	962	65
G2P	13,7	01/01/1988	142 575	996	996	-
G3P	13,7	01/01/1988	143 527	937	937	-
G4P	13,7	01/01/1994	110 942	1 392	1 327	64
G5P	17,1	01/05/2003	74 380	1 174	938	235
G6P	17,1	01/05/2003	72 643	1 187	887	299
G7P	17,1	22/12/2008	39 495	1 187	727	461
G8P	17,1	22/12/2008	43 018	1 203	702	500
GS				72	72	-
Pièces sécurité et reconditionnées				281	255	26
Filières				4 029	1 818	2 211
Cellules Production				57	53	4
TOTAL CENTRALE EMILE MARTIN (PUNARUU)				16 781	11 100	5 682
TOTAL CENTRALE VAIRAATO A				2 837	2 418	419
TOTAL AUTRES PRODUCTIONS TAHITI NORD				276	74	202
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION				19 894	13 592	6 303
			<i>dont tiers:</i>	1 122	688	434

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

Distribution : inventaire des biens gérés

composants	VO au 31/12/2017		Amortissement économique	Valeur nette économique
	Qté	Coût en MF		
postes cabines		1 993	1 051	942
enveloppes	325	649	420	229
transformateurs	483	464	225	239
autres	-	880	406	474
postes aériens		377	266	111
transformateurs	468	377	266	111
autres	-	-	-	-
postes sources	-	1 774	1 006	768
organes de coupure aérien			58	50
IAT	31	62	24	38
IAM	71	46	34	12
			-	-
télécommandes	-	17	7	10
réseau aérien			5 069	3 483
poteaux BT	18 592	1 963	1 075	888
poteaux HT	5 227	1 582	729	853
câbles aériens BT	968 995	1 323	929	394
câbles aériens HT	183 746	313	236	77
armement et autres	-	3 372	2 100	1 272
réseau souterrain	-	5 358	1 828	3 530
comptages			1 931	1 839
monophasés	51 828	3 356	1 765	1 591
triphasés	3 213	276	131	145
ZMD	885	85	24	61
solaires monophasés	1 098	27	5	22
solaires triphasés	195	18	4	14
solaires ZMD	41	2	1	1
prépaiement	68	6	1	5
autres distribution	-	66	64	2
dispatching	-	33	18	15
Sous total		22 048	11 298	10 750
		<i>dont tiers:</i>	2 319	1 758

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
R16000	Filières	COMPRESSEUR AIR 7BARS & ASSECHEUR PNU	6 863 755
R15016	Filières	AUTOMATE COMMUN TR-3	1 576 056
R16016	Filières	MAJ STATION WOIS ETWISE G5P A G8P	20 663 007
R15012	Filières	TRAVAUX CUVES CENT PNU ALIMENT GRPE	19 490 346
R14012	Filières	MODULE PURE DRY CENT PNU	27 883 704
R16003	Filières	MISE PLACE 2 ANALYSEUR POUSSIERE G1P À G4P	3 957 184
R16004	Filières	EAU SURCHAUFEE TR1CENT PUNARUU I00000	28 651 194
R15001	Groupe	ACHAT GROUPES	10 291 169
TOTAL ACQUISITIONS PRODUCTION TAHITI NORD			119 376 415

Distribution

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

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
616660	14A1 LC002615/VP PAPARA	918 354	757 583	160 771
616670	14A1 LC002615/VP PAPARA	508 754	326 287	182 467
616750	14A1 LC002142/VP PAPEETE	1 141 464	753 933	387 531
621420	14A1 LC003447/VP MAHINA	426 611	426 611	-
622760	14A1 LC002615/VP PAPEETE	268 277	268 277	-
634850	14A1 LC00811/MCE PAPARA	681 374	681 374	-
701080	14A1 LC00811/MCE PAEA	390 314	390 314	-
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 14		4 335 148	3 604 379	730 769

2. Extensions réalisées dans le cadre l'article 2

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
513150	ART 2 LC258/2386/DEQ PK 14 TALUS 61 MAHINA-PAPENOO	722 687	-	722 687
TOTAL TRAVAUX ARTICLE 2		722 687	-	722 687

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

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
328130	RENF RSX SOUT LOT JAMBOLANA À PUNAAUIA	16 201 597	11 214 846	4 986 751
503850	RENF RSX RTE DEPOTOIR PAPARA	1 915 806	1 289 171	626 635
521620	RENV BRCHT COLLECTIF IMM. VAIMA A PAPEETE	14 996 309	-	14 996 309
525130	RENV RSX HTS RDP MONT & RDP MER PUNAAUIA	71 775 982	-	71 775 982
529060	RENV RSX HTS TE MARU ATA PUNAAUIA	29 334 676	-	29 334 676
530290	RENF RSX ECOLE FARIIMATA PAPEETE	2 621 098	1 166 391	1 454 707
530560	RENV RSX SOUT OROFERO/MARAA FEEDER PK41 PAEA	77 044 125	-	77 044 125
535020	RENF RSX VALLEE FAARIPO PAPENOO	5 492 938	1 015 832	4 477 106
535021	RENV RSX BT OROFERO PAEA SUITE INTEMPERIE	1 272 400	-	1 272 400
535024	RENV RSX VALLEE TAURU MAHINA SUITE INTEMPERIE	1 712 860	-	1 712 860
535025	RENV RSX HAMUTA QT WALKER PIRAE SUITE INTEMPERIE	1 619 461	-	1 619 461
535028	RENV RSX BT ECOLE VEROTIA FAAA SUITE INTEMPERIE	588 733	-	588 733
535030	RENV RSX BTS VALLEE HAMUTA PIRAE SUITE INTEMPERIE	1 908 118	-	1 908 118
607370	CREATION FEEDER & RNV DP R3516 PS ATIMAONO PAPARA	35 818 212	32 361 424	3 456 788
614410	RENV RSX SOUT BT AVENUE DESTREMAU A PAPEETE	2 053 712	-	2 053 712
614531	RENF RSX SOUT ST HILAIRE RTE CIMETIERE FAA'A	3 207 989	2 154 048	1 053 941
618110	RENF RSX HT SOUT IV204 COLLEGE TAAONE PIRAE	2 879 432	371 523	2 507 909
623170	RENV RSX QT GUEIRARD PUNAAUIA	763 247	-	763 247
626710	RENV RSX BT PK35.7 PAPARA	512 238	-	512 238
634050	RENF RSX QT ARAI MAHINA	969 841	451 579	518 262
702210	RENV RSX HTS BAMBRIDGE PAPEETE SUITE INTEMPERIE	12 015 313	-	12 015 313
710510	RENF RSX SERVITUDE VAIAA PIRAE	308 348	24 235	284 113
715400	PASS B1/B2 F0322 PRES ECOLE PAMATAI FAAA	355 265	177 632	177 633
716260	RENF RSX P1301 IMM MOEHAU PR.HINOI PAPEETE	4 969 452	1 515 976	3 453 476
723520	RENV RSX BTS IM MOANA REVA FRONT DE MER PPT	817 242	-	817 242
724900	RENV TIPI8 M0806 LOTISSEMENT JAY A ARUE	764 664	-	764 664
R16015	EVOLUTION LOGICIEL DISPATCHING DELESTAGE MISTRAL	5 306 349	5 306 349	-
R17004	AUT COMP POSTE N0033 IMM FARE TONY PAPEETE	1 433 119	1 433 119	-
E3901M/E3901T/E3901Z	NVEAU CPTEUR MONO/TRIPHASE/ZMD TAHITI NORD	17 416 125	17 416 125	-
E3902	NVEAU & RENV COMPTAGES TAHITI NORD	104 958 500	-	104 958 500
91912	QP15%/EXTENSIONS 2017	10 555 693	10 555 693	-
B5903	RENV RESEAUX BT AERIEN	3 698 371	-	3 698 371
B5906	RENV RESEAUX BT AERIEN	4 904 543	-	4 904 543
B5927	RENV RESEAUX HT AERIEN	2 834 669	-	2 834 669
B5928	RENV RESEAUX BT SOUTERRAIN	249 661	-	249 661
D70005	RENV RSX BT N0029 SANTA ANNA PPT	144 448	-	144 448
D70007	RENV RSX BT S0002 RUE REMPARTS PPT	136 558	-	136 558
D70008	RENV RSX HT MONTABOR ARUE	767 219	-	767 219
D70011	RENV RSX LOT PAPEETE NUI	243 813	-	243 813
D70012	RENV RSX BT SOUT URUMARU	272 319	-	272 319
D70013	EXT RSX BT PIC ROUGE PAPEETE	249 489	249 489	-
D70016	RENV POTEAU BT VETUSTE	185 878	-	185 878
D70017	RENV RSX BTS LOT VAITAVATAVA PAPEETE	778 411	-	778 411
D70020	RENV RSX HT VALLEE TITIORO PAPEETE	421 099	-	421 099
D70021	RENV RSX BT PRINCE HINOI FACE PHARMACIE	87 207	-	87 207
D70022	RENV TRANSFO P4902 IMM LES HORIZONS TIPAERUI	987 710	-	987 710
D70023	RENV RSX BTS TITIORO PAPEETE	139 975	-	139 975
D70024	RENV RSX BT PAMATAI FAAA	318 738	-	318 738
D70025	RENV RSX HT ANT RAIHAUTI	732 083	-	732 083
D70028	RENV RSX BT TUAURU MAHINA	247 216	-	247 216
D70030	RENV RSX BT TAUNOA PAPEETE	626 407	-	626 407
D70034	RENV RSX BTS IMM ARTEMIS PAPEETE	549 272	-	549 272
D70035	RENF RSX BT BATIPOL FAAA	522 566	39 152	483 414
D70044	RENV RSX BT QT MAURIN PUNAAUIA	370 115	-	370 115
D70045	RENV RSX BTS PK13 ANTENNE TAAPUNA PUNAAUIA	203 130	-	203 130
D70047	RENV RSX BT MATATIA PUNAAUIA	334 817	-	334 817
D70048	RENV POSTE V0151 FACE YINKET TITIORO FEEDER NAHOA	283 346	-	283 346
D70056	RENV RSX POSTE M1308 NETI MAHINA	194 775	-	194 775

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
D70057	RENV RSX DP U1012 MATATIA PUNAAUIA	1 270 917	-	1 270 917
D70059	RENV RSX BT PK33 PAPARA	225 256	-	225 256
M60008	RENV RSX BT F0612 HEIRI FAAA	4 924 957	-	4 924 957
M60022	RENV RSX ATI1 R3922 PAPARA	3 668 628	-	3 668 628
M60026	RENV POTEAU PUGIBET MAHINA	53 460	-	53 460
M60038	RENV TRANSFO N0165 TIPAERUI QT JUVENTIN PAPEETE	63 360	-	63 360
M60040	RENV RSX HTA POSTE R3513 PAPARA	835 051	-	835 051
M60044	RENV RSX PK27.8 C/MONT PAEA	2 748 568	-	2 748 568
M60064	RENV RSX BT OUTUMAORO PUNAAUIA SUITE INTEMPERIE	156 029	-	156 029
M60093	RENV POSTE S0112 AV.BRUAT PAPEETE	205 713	-	205 713
M60097	RENV SUPPORT BT PAEA	151 606	-	151 606
M60098	RENV SUPPORT BT TITIORO PAPEETE	236 024	-	236 024
M60101	RENV RSX BTA PK18 PAPENOO	744 363	-	744 363
M60102	RENV RSX SERVITUDE BRILLANT PAEA	163 215	-	163 215
M60105	RENV RSX BTA TITIORO PAPEETE	135 175	-	135 175
M60112	RENV SUPPORT BT N0136 PAPEETE	220 615	-	220 615
M60118	RENV SUPPORT O1807 PAPENOO	154 290	-	154 290
M60121	RENV IPT N0035 IMM PARAITA PAPEETE	809 501	-	809 501
M60123	RENV SUPPORT BOIS CASSE ARUE	239 723	-	239 723
M60128	RENV RSX IA018-IA701 PAPENOO	3 871 277	-	3 871 277
M60129	RENV SUPPORT BT ANTENNE BOWLING ARUE	526 367	-	526 367
M60130	RENV SUPPORT PIC VERT PAPEETE	796 397	-	796 397
M60132	RENV POSTE M0937 RTE POINTE VENUS MAHINA	3 781 284	-	3 781 284
M60133	RENV SUPPORT BT ROSE MOANA	335 106	-	335 106
M60136	RENV SUPPORT P.VENUS MAHINA	6 698 166	-	6 698 166
M60139	RENV RSX PTE PECHEUR PUNAAUIA	1 889 101	-	1 889 101
M60140	RENV RSX BTA ZI PUNARUU	895 372	-	895 372
M60141	RENV SUPPORT BT PK16 PUNAAUIA	137 129	-	137 129
M60142	RENF RSX A0415 PK5 C/MONT ARUE	2 203 622	316 745	1 886 877
M60143	RENV RSX BT U0702 ODT MAEVA PUNAAUIA	2 602 988	-	2 602 988
M60145	RENV RSX ANTENNE CPS MAHINA	3 065 173	-	3 065 173
M60147	RENV SUPPORT BT P.VENUS MAHINA	637 129	-	637 129
M60148	RENV RSX BTA OROHITI PUNAAUIA	2 110 525	-	2 110 525
M60149	RENV SUPPORT HT S.AMELIE PAPEETE	649 315	-	649 315
M60150	RENV SUPPORT BT MAG LAUT PAEA	278 768	-	278 768
M60158	RENV SUPPORT BT MATATIA PUNAAUIA	113 462	-	113 462
M60159	RENV SUPPORT BT SERV THOMPSON PUNAAUIA	308 503	-	308 503
M60160	RENV RSX BTA RDP PUNAAUIA	460 733	-	460 733
M60162	RENV RSX BTA RT1 PUNAAUIA	1 211 695	-	1 211 695
M60163	RENV SUPPORT BT ZI PNU/SAGE PUNAAUIA	360 447	-	360 447
M60164	RENV RSX BTA PUURAI FAAA	121 527	-	121 527
M60166	RENF HT-BT IA800 & IA802 PAPARA	3 690 543	184 527	3 506 016
M60167	RENV RSX PUNARUU PUNAAUIA	3 062 070	-	3 062 070
M60168	RENV SUPPORT I4704-O1901 PAPENOO	3 480 044	-	3 480 044
M60169	RENV RSX HT-BT OUTUMAORO PUNAAUIA	994 485	-	994 485
M60170	RENV RSX BT PK21 PAEA	691 135	-	691 135
M60171	RENV RSX ANT PEATA PUNAAUIA	2 010 908	-	2 010 908
M60172	RENV POSTE M1137 MAHINA FEEDER HYATT	3 219 822	-	3 219 822
M60174	RENV RSX BTA VAIAHA FAAA	693 266	-	693 266
M60176	RENV TRANSFO M0901 DESCENTE COL TAHARAA MAHINA	840 720	-	840 720
M60179	RENV RSX BTS DP M1117 SUPER MAHINA	1 016 237	-	1 016 237
M60182	RENV RSX GREEN VALLEY PUNAAUIA	269 233	-	269 233
M60183	RENV RSX BT PIC ROUGE PAPEETE	300 447	-	300 447
M60184	RENV RSX N0149 PIC ROUGE PAPEETE	205 816	-	205 816
M60189	RENV RSX BT F0622 FAAA	259 781	-	259 781
M60190	RENV RSX U1452 PTE PECHEURS PUNAAUIA	3 595 325	-	3 595 325
M60191	RENV RSX BT P7481 PIC ROUGE PAPEETE	1 516 582	-	1 516 582
M60193	RENV COFFRET ITI U0007 FEEDER PAPEETE	829 013	-	829 013

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
M60194	RENF RSX BT PAPARA	526 163	173 634	352 529
M60195	RENV CELLULE M1107 LES HAUTS MAHINARAMA TAHMONT	2 645 612	-	2 645 612
M60197	RENV RSX BT TENAHO PIRAE	114 765	-	114 765
M60198	RENV SUPPORT BT MAG WEEK-END PUNAAUIA	251 932	-	251 932
M60199	RENV SUPPORT TEMARUATA PUNAAUIA	229 314	-	229 314
M60200	RENV RSX BT SOUT QT BELAIR PUNAAUIA	1 649 080	-	1 649 080
M60201	RENV SUPPORT QT FULLER 1 PUNAAUIA	235 494	-	235 494
M60202	RENV SUPPORT TAPUTUARAI PUNAAUIA	334 934	-	334 934
M60204	RENV SUPPORT BT TITIORO PAPEETE	193 290	-	193 290
M60205	RENV RSX QT VAUTA 2 PUNAAUIA	454 338	-	454 338
M60206	RENV RSX BTA OPAERAHI MAHINA	86 348	-	86 348
M60207	RENF BT HINAREHI U0843 PUNAAUIA	1 996 204	419 203	1 577 001
M60208	RENV RSX F0427 RDO ST HILAIRE RDOMR FAA'A	2 108 743	-	2 108 743
M60210	RENV RSX HTBT A0415 PAPARA	126 904	-	126 904
M60211	RENV SUPPORT SUPER MAHINA	217 145	-	217 145
M60212	RENV SUPPORT BT PUURAI FAAA	174 240	-	174 240
M60214	RENV RSX ANT NETI MAHINA	1 823 012	-	1 823 012
M60215	RENF RSX S0004 RUE VIENOT EX CPS VS1 PAPEETE	1 104 490	608 124	496 366
M60216	RENV RSX PK 37.9 PAPARA	2 182 028	-	2 182 028
M60217	RENV RSX BT 849BC65 ARUE	245 946	-	245 946
M60223	RENV RSX BTA PK12,4 PUN	2 401 985	-	2 401 985
M60224	RENV RSX PK13 RT1 PUNAAUIA	2 534 031	-	2 534 031
M60225	RENV RSX BT RT390A PAPARA	228 265	-	228 265
M60227	RENF RSX PK 14.9 PAPENOO	1 830 187	175 255	1 654 932
M60234	RENV IPT U1018 LIVRAISON MATATIA PUNAAUIA	762 329	-	762 329
M60236	RENV SUPPORT AD15 SUPER MAHINA	438 380	-	438 380
M60237	RENV SUPPORT TUAURU MAHINA	172 616	-	172 616
M60238	RENV SUPPORT AC14 MAHINA	1 077 246	-	1 077 246
M60239	RENV RSX IAM704-O1901 PAPENOO	1 092 966	-	1 092 966
M60240	RENV RESEAUX BT R3001 PAPARA	275 447	-	275 447
M60241	RENV RSX BT U0933 TETAVAKE PUNAAUIA	1 164 036	-	1 164 036
M60242	RENV RSX OROHITI PUNAAUIA	4 388 579	-	4 388 579
M60243	RENV RSX ANTENNE VILLIERME PAPEETE	1 962 634	-	1 962 634
M60244	RENV TIPI8 S0131 RSD LES ORCHIDEES VS5 PAPEETE	734 556	-	734 556
M60245	RENV RSX BT S0211 VS5 PAPEETE	697 505	-	697 505
M60248	RENV SUPPORT PINAI TIPAERUI PAPEETE	217 168	-	217 168
M60249	RENV BT OREMU RT332JI89 FAAA	86 917	-	86 917
M60252	RENV RSX PK14-15 MERIDIEN PUNAAUIA	1 339 872	-	1 339 872
M60254	RENF RSX OREMU FAA'A	5 645 572	399 661	5 245 911
M60255	RENV RSX SUR RT2 MAHINA	2 270 729	-	2 270 729
M60261	RENV IAT812 PAPARA	2 324 743	-	2 324 743
M60263	RENV RSX BTA O1807 HITIAA	302 619	-	302 619
M60265	RENV RSX GRILLE AE16 MAHINA	204 962	-	204 962
M60266	RENF RSX GRILLE AE15 MAHINA	250 927	23 552	227 375
M60267	RENF RSX AC39563 PAPARA	227 729	5 407	222 322
M60268	RENV RSX GRILLE BT16 PAPARA	132 937	-	132 937
M60269	RENV RSX GRILLE BS16 PAPARA	150 449	-	150 449
M60271	RENV RSX QT MANOTAHU PUNAAUIA	433 159	-	433 159
M60273	RENV RSX LOT NETI MAHINA	212 328	-	212 328
M60274	RENV RSX V0020 IMM.INVESTIS MAMA O PAPEETE	987 192	-	987 192
M60276	RENV RSX BT U1705 PUNAAUIA	297 902	-	297 902
M60277	POSTE F0102 RSD SCI FARA FEEDER FAAA	1 222 910	1 222 910	-
M60279	RENV RSX LA FAYETTE ARUE	153 430	-	153 430
M60280	RENV RSX BT R3513 PAPARA	353 058	-	353 058
M60281	RENV RSX ANT F0324 PAMATAI	254 857	-	254 857
M70002	RENV SUPPORT BT M1008 MAHINA	259 268	-	259 268
M70003	RENV RSX U1323 GIRATOIRE PUNAVAI PUNAAUIA	1 676 747	-	1 676 747
M70005	RENV SUPPORT QT HERAULT ARUE	156 460	-	156 460

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Améliorant	Renouvellement
M70006	RENV RSX BT SUPER U HEIRI FAAA	142 811	-	142 811
M70007	RENV RSX O1806/O1807 PAPERNOO	566 350	-	566 350
M70009	RENV RSX ZI TIPAERUI PAPEETE	1 727 643	-	1 727 643
M70010	RENV TRANSFO A0001 HELLEMONT VAIRAATO A PAPEETE	1 344 503	-	1 344 503
M70011	RENV RSX R3516 TAMANU PAPARA	1 186 464	-	1 186 464
M70064	RENV RSX BT F0404 FAAA	3 901 061	-	3 901 061
M70067	RENV RSX HTBT SUPER MAHINA	4 738 046	-	4 738 046
M70069	RENV RSX AT11 POINTE ERIC PAPARA	2 307 808	-	2 307 808
M70072	RENF RSX POSTE U1306 PUNAAUIA	1 168 163	194 694	973 469
M70073	RENV RSX BT TAUNOA P4301 PAPEETE	4 276 412	-	4 276 412
M70074	RENV RSX HTBT P0121 PAPEETE	2 926 185	-	2 926 185
M70075	RENV RSX HTBT TAUNOA PAPEETE	2 943 253	-	2 943 253
M70076	RENV RSX HT BT P0013 P3002 PAPEETE	1 549 038	-	1 549 038
M70077	RENV RSX BT F0455 QT TAURAA TAVARARO FAAA	1 903 492	-	1 903 492
M70078	RENV RSX BT F0407 FAAA	1 020 518	-	1 020 518
M70080	RENV RSX DP F0325 PAMATAI FAAA	848 325	-	848 325
M70081	RENV BT A0301 NAHOATA ARUE	1 824 688	-	1 824 688
M70082	RENV POSTE S0102 SOCREDO VS4 PAPEETE	890 459	-	890 459
M70083	RENV RSX TAHARAA MAHINA	2 613 455	-	2 613 455
M70084	RENV RSX BT F0707 BEL AIR FAAA	2 030 544	-	2 030 544
M70085	RENV RSX BT R3101 PAPARA	1 203 393	-	1 203 393
M70086	RENV RSX HT/BT PK23 PAEA	2 788 561	-	2 788 561
M70087	RENV TUR8 IV133 LOTISS VETEA 2 ARUE2 PIRAE	1 073 465	-	1 073 465
M70088	RENV RSX HT BT TUAURU MAHINA	1 768 494	-	1 768 494
M70090	RENV CELLULE N0033 IMM FARE TONY PAPEETE	4 178 808	-	4 178 808
M70092	RENV TUR8 F0105 IMM CARLTON HILLS FAAA3	577 738	-	577 738
M70094	RENV POSTE U0924 LOT LOTUS RDPMT PUNAAUIA	1 478 628	-	1 478 628
M70096	RENF RSX HT BT E2308 ET IAT61 PAEA	2 752 034	522 445	2 229 589
M70097	RENV RSX HT BT OUV IAT008 SUPER MAHINA	729 309	-	729 309
M70098	RENV RSX P4802 P4810 PAPEETE	2 001 730	-	2 001 730
M70099	RENV RSX IV126 ARUE 4	610 354	-	610 354
M70100	RENV RSX HT BT IAT 329 MISSION PAPEETE	2 797 489	-	2 797 489
M70101	RENV RSX RDP MONT PAMATAI FAAA	971 812	-	971 812
M70102	RENV RSX BT HTA A0301 NAHOATA ARUE	383 797	-	383 797
M70104	RENF RSX BT F0504 CITE DE L'AIR FAAA	2 293 916	208 538	2 085 378
M70106	RENV TIPI S0112 ST AMELIE PAPEETE	873 993	-	873 993
M70107	POSTE U1120 RTE DES PLAINES A PUNAAUIA	444 991	444 991	-
M70108	PASSAGE B2 U0811 LOT TAINA 2 PK13T PUNAAUIA	1 157 902	-	1 157 902
M70109	RENV RSX BT A0441 ERIMA ARUE	925 355	-	925 355
M70110	RENV RSX IAM 825 PAPARA	485 535	-	485 535
M70111	RENV RSX Q.TEGANAHAU PAMATAI FAAA	979 249	-	979 249
M70112	RENV BT F0514 MIKLUS RDPMER FAAA	2 237 283	-	2 237 283
M70113	RENV RSX BT IV248 NAHOATA ARUE	2 416 715	-	2 416 715
M70114	RENV TIPI N0012 MESSAGERIE MARITIME PAPEETE	1 110 079	-	1 110 079
M70115	RENV RSX HTBT E2209 PAEA	3 384 280	-	3 384 280
M70117	RENV RSX HTBT 802/803 PAPARA	4 972 292	-	4 972 292
M70118	RENV RSX HTBT ENTRE IAT819 ET IAM802 PAPARA	1 729 761	-	1 729 761
M70119	RENV RSX HTBT F032 PAMATAI FAAA	1 314 798	-	1 314 798
M70120	RENV TIPI U0921 CENTRE LOTUS RDPMT PUNAAUIA	479 381	-	479 381
M70121	RENV RSX HTBT VALLEE MAROTO PAPERNOO	624 098	-	624 098
M70123	RENV RSX P3301 TITIORO NAHOA PAPEETE	3 989 798	-	3 989 798
M70124	RENV RSX HT BT U1219 MANOTAHU PUNAAUIA	2 375 052	-	2 375 052
M70125	RENV RSX N0149 PIC ROUGE PAPEETE	2 282 447	-	2 282 447
M70128	RENF RSX HT BT RT2 PAPERNOO	5 980 495	164 436	5 816 059
M70129	RENV IPT A0420 COWAN GIRATOIRE ARUE	819 562	-	819 562
	TOTAL TRAVAUX ARTICLE 13	688 533 134	91 806 706	596 726 428
	TOTAL FINANCEMENT CONCESSIONNAIRE DISTRIBUTION TAHITI NORD	693 590 969	95 411 085	598 179 884

N° Chantier	Libellé des chantiers	Valeur Brute	Branchements	Extensions
416205	533072 EXT POST PRIVE H61 EGLISE J.S.D.J 0120141620	2 581 905	-	2 581 905
502125	533072 BRCHT COLL IMM STE SCI KEYAHEI PPT 012015212	768 272	768 272	-
505425	531070 ALIMENT IMM ETOILE PRINCE HINOI 012015542	10 102 272	1 486 721	8 615 551
511975	533072 EXTENS STAT° TOTAL HEITIARE FAAA 0120151197	1 966 063	-	1 966 063
514885	531070 BRCHT COLL IMM SCI FRERES FAAA 0120151488	713 951	713 951	-
516705	531070 BRT COL 4 ENTREPOT PORT AUTONOME 0120151670	1 884 211	323 416	1 560 795
518495	531070 ELEC 26 LOT VOIE B PAMATAI HILLS 0120151849	4 128 765	1 029 667	3 099 098
525615	531070 ELECT 26 LOTS & EP MIRI 9.2 PUN 0120152561	3 425 963	1 175 244	2 250 719
525645	531070 EXTEN ANTENNE VINI QT PINAI PPT 0120152564	191 114	-	191 114
527035	531070 ALIMENT° IMM MENAHERE 56 LOGMT 0120152703	12 619 748	1 847 762	10 771 986
528885	533072 EXTENS STAT° TOTAL HEIRI FAA'A 0120152888	2 460 558	-	2 460 558
529085	531070 ELECT 43 LOTS PAMATAI HILLS 0120152908	5 725 972	1 745 367	3 980 605
533245	531070 BRCHT LES HAUTS DE TEROMA FAAA 0120153324	15 397 459	3 515 312	11 882 147
600215	533072 EXTENS PK24.2 C/MT VAITUPA PAEA 01201621	177 134	-	177 134
600535	533072 EXTENS QUESNEL P. ATIMAOANO PAP 01201653	307 278	-	307 278
602255	531070 EXT CHAN HENRI SERV GUEIRARD PUN 012016225	510 154	-	510 154
605625	531070 EXTENS VERNAUDON J FACE FATAUA 012016562	332 717	-	332 717
605735	531070 DEPL 5 CPTAGES IMM SELECT. PPT 012016573	824 506	824 506	-
610305	534073 ELECT. SUPERMARCHE EASY MARKET 0120161030	1 783 271	-	1 783 271
610425	531070 ALIMENT SUPERETTE & GARDERIE FAA 0120161042	585 020	240 753	344 267
610875	531070 EXTENS DOJO ST HIL AIRE FAA'A 0120161087	473 200	-	473 200
611455	531070 ALIM FORAINS/ROULO AORAI TINHAU 0120161145	2 218 833	-	2 218 833
612535	531070 EXTENS + BRCHT FORAINS FAA'A 0120161253	6 911 018	4 366 877	2 544 141
616695	531070 ETUD PREL EXT BROTHERRSON D. PUN 0120161669	342 366	-	342 366
619985	531070 BRCHT COLL CARLSON LOT.TIPAERUI 0120161998	425 052	425 052	-
626085	531070 EXT HTA POSTE PRIV STAT° TAINA 0120162608	878 415	-	878 415
627895	531070 EXT BT AERO SOUT HOLOZET PAOFAI ETU PREL	702 149	-	702 149
630925	533072 EXT RES BASS TENS SPEA PUNARUU 0120163092	1 320 670	-	1 320 670
631035	533072 EXT RES BASS TENS MOTAHU WILFRED 0120163103	753 502	92 853	660 649
632625	531070 EXT.BT SOUT MANATE TEISSIER MANUELA 01201632	334 136	-	334 136
634495	531070 EXT BT AERIEN DEJE AN LUCIE 0120163449 D0099	387 576	-	387 576
703105	531070 ELECT 20 LOTS PAMATAI HILLS 012017310	4 065 107	928 424	3 136 683
703485	533072 EXT RESEAU BT ELEC TAUIRATEA1 PAPEHAUA	2 538 804	-	2 538 804
705395	534073 CREAT° POSTE DP LR71 400KVA BCHMT MAMAO	5 752 818	-	5 752 818
705605	531070 BRCHT TRI B2 160A VICE RECT.IMM VEHIARI DOO	380 378	380 378	-
709405	531070 BRCHT COLL IMM VAI MIHI 13 LGTS 012017940	795 441	795 441	-
723265	534073 CREAT° BCHT COLL HOPITAL MAMAO 0120172326	922 853	922 853	-
E3950	340040-POSE BRANCHEMENT BRANCH./COMPTAGE THT NORD	11 537 350	11 537 350	-
B6970	FOURN & POSE BRCHT TAHITI TAHITI NORD	1 763 214	1 763 214	-
CR3003	321077 RACCORDEMENT AUTOPRODUCTEUR TFT CR3004	760 306	760 306	-
E3950M	340040-POSE COMPTEUR MONO	15 779 788	15 779 788	-
E3950T	340040-POSE COMPTEUR TRI	3 064 431	3 064 431	-
E3950Z	340040-POSE COMPTEUR ZMD	176 037	176 037	-
TOTAL FINANCEMENT TIERS DISTRIBUTION TAHITI NORD		128 769 777	54 663 975	74 105 802

5.4 - Dépenses de renouvellement

5.4.1 Réalisé de l'exercice

Production :

Chantier	Nature	Libellé des chantiers	Valeur Brute
R16016	Filières	MAJ STATION WOIS ETWISE G5P A G8P	20 663 007
R16003	Filières	MISE PLACE 2 ANALYSEUR POUSSIERE G1P À G4P	3 957 184
R16004	Filières	EAU SURCHAUFEE TR1CENT PUNARUU I00000	28 651 194
TOTAL RENOUVELLEMENT PRODUCTION TAHITI NORD			53 271 385

Distribution :

	Réalisé		
	coût unitaire	quantité	Montant
poteaux BT	132 964	869	115 545 568
poteaux HT	331 335	97	32 139 509
câbles BT	1 513	10 356	15 671 682
câbles HT	3 321	321	1 065 256
compteurs MONO	74 665	1 042	77 801 210
compteurs TRI	95 288	104	9 909 934
compteurs ZMD	259 081	20	5 181 615
compteurs MONO SOLAIRE	32 307	44	1 421 524
IAT	2 140 665	3	6 421 995
IAM			0
RESEAU SOUTERRAIN	10 759	20 461	220 149 879
TRANSFO H61 50KVA		0	0
TRANSFO H61 100KVA	1 105 818	2	2 211 635
TRANSFO H61 160KVA	562 033	2	1 124 066
TRANSFO H59 100KVA		0	0
TRANSFO H59 160KVA	1 047 069	2	2 094 138
TRANSFO H59 250KVA	987 710	1	987 710
TRANSFO H59 400KVA	1 344 503	1	1 344 503
TRANSFO H59 630KVA			
taux armement	0,48		72 352 088
AUTRES COMPOSANTS			32 757 571
TOTAL RENOUVELLEMENT			598 179 884

Les dépenses de renouvellement immobilisées dans l'exercice sur les réseaux s'élèvent à 598 MF à comparer à une prévision de 946 MF.

Les principaux retards portent sur :

- les postes sources prévus pour 205 MF, réalisés à 90% sur l'exercice figurent en immobilisations en-cours, ils seront terminés et immobilisés courant 2018
- les compteurs pour 65 MF
- les poteaux et les câbles

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	
poteaux BT	132 964	135 624	-2 660	-2%
poteaux HT	331 335	340 909	-9 574	-3%
câbles BT	1 513	1 061	453	43%
câbles HT	3 321	3 289	32	1%
compteurs MONO	74 665	53 333	21 332	40%
compteurs TRI	95 288	65 041	30 247	47%
compteurs ZMD	259 081	241 630	17 451	7%
compteurs MONO SOLAIRE	32 307	20 845	11 462	55%
IA ⁺	2 140 665	2 000 000	140 665	7%
IAM				
RESEAU SOUERRAIN	10 759	10 625	134	1%
TRANSFO H61 50KVA		1 300 000		
TRANSFO H61 100KVA	1 105 818			
TRANSFO H61 160KVA	562 033			
TRANSFO H59 100KVA		1 100 000		
TRANSFO H59 160KVA	1 047 069			
TRANSFO H59 250KVA	987 710			
TRANSFO H59 400KVA	1 344 503			
TRANSFO H59 630KVA				
taux armement	0,48	0,20		
AUTRES COMPOSANTS				
TOTAL RENOUVELLEMENT				

Câbles BT : écart non récurrent

Comptages : l'écart de coût s'explique par le nombre de comptages collectifs situés dans des immeubles et dont le coût de renouvellement est moindre puisque sans coffret. Le coût moyen de renouvellement a été corrigé pour l'évaluation du besoin de renouvellement à fin de concession

Taux d'armement : estimé à l'origine à 20% ce taux est constant depuis 2016 aux environ de 40%, il a été corrigé pour l'évaluation du besoin de renouvellement à fin de concession

Les autres valeurs de renouvellement sont cohérentes.

Suivi des quantités

	quantité				
	Réalisé	Pré vu	écarts		
poteaux BT	869	1 106	-237	-21%	
poteaux HT	97	132	-35	-27%	
câbles BT	10 355	7 542	2 814	37%	
câbles HT	321	6 992	-6 671	-95%	
compteurs MONO	1 042	2 700	-1 658	-61%	
compteurs TR	104	246	-142	-58%	
compteurs ZMD	20	0	20		
compteurs MONO SOLA RE	44	0	44		
AT	3	4	-1	-25%	
AM		4	-4	-100%	
RESEAU SOUTERRA N	20 461	24 000	-3 539	-15%	
TRANSFO H61 50KVA	0				
TRANSFO H61 100KVA	2	10	-6	-60%	
TRANSFO H61 160KVA	2				
TRANSFO H59 100KVA	0				
TRANSFO H59 160KVA	2				
TRANSFO H59 250KVA	1	10	-6	-60%	
TRANSFO H59 400KVA	1				
TRANSFO H59 630KVA					
taux armement:					
AUTRES COMPOSANTS					
TOTAL RENOUVELLEMENT					

Poteaux : malgré un léger retrait par rapport au prévisionnel 2017 par ailleurs très élevé, le nombre de supports mis en service dans l'exercice est globalement en ligne avec le reste à faire estimé à 874 poteaux par an entre 2018 et 2030.

Comptages : le retrait par rapport aux prévisions s'explique en partie par l'arrêt de la fabrication des compteurs utilisés et les délais nécessaires au choix et à l'approvisionnement d'un nouveau modèle.

Câbles aériens : les prévisionnels ont été revu à la baisse.

5.4.3 Besoin prévisionnel de renouvellement à fin de concession

Production :

La finalisation dans l'exercice des études projets relatives au renouvellement dès 2020 des moteurs 1 à 4 de la centrale de la Punaruu ont permis d'ajuster le besoin de renouvellement des moyens de production de l'île de Tahiti

- En l'attente d'un accord du concédant sur le type de combustible de la future centrale (fioul, gazole ou gaz), le besoin de renouvellement a été ajusté sur le combustible actuel à savoir le fioul lequel scénario est significativement plus cher que prévu en raison des nouvelles contraintes environnementales à savoir les traitements du fumées (dénox, désou, poussières).
- D'autre part la prise en compte de la décroissance des 10 dernières années et les prévisions de production thermiques à l'équilibre ou en légère croissance pour les années suivantes ont permis de réduire les besoins futurs à l'équivalent d'un groupe de 18 MW vers la fin de la concession.

Au global et par la compensation de ces deux effets, le besoin à fin de concession reste inchangé

Cf tableau au chapitre « PLAN DE RENOUVELLEMENT »

Distribution :

De manière historique, et commune dans la profession, les immobilisations de réseaux étaient comptabilisées par années de mise en service et grandes familles (réseaux aériens, réseaux souterrains, branchements). Les coûts de renouvellement associés étaient estimés de manière globale et statistique par simple actualisation des masses financières correspondantes.

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 :

- valorisées sur la base des coûts constatés les exercices précédents.
- fiabilisées par le retour d'expérience et des campagnes d'audit, sur les réseaux souterrains en 2015, puis aériens en 2017 avec un retour attendu au troisième trimestre 2018.

Besoin de renouvellement à fin de concession						
composants	Qté	Coût en MF		Qté	Coût en MF	
postes cabines			1 195	dispatching		33
enveloppes	151		504			
transformateurs	127		171	réseau aérien		3 514
autres			500	poteaux BT	3 677	1 440
				poteaux HT	1 692	631
postes aériens			249	câbles aériens BT	225 210	261
transformateurs	294		249	câbles aériens HT	49 927	176
				armement et autres		1 004
				réseau souterrain	136 832	2 018
postes sources			1 572			
				comptages	61 550	3 502
organes de coupure aérien			146			
IAT	27		57			
IATV	53		53			
Sous total			3 162	Sous total		9 067
			Besoin total			12 229

5.4.4 Evolution du besoin de renouvellement sur l'exercice

Production :

Composants Production	VR 31/12/2016	réalisé 2017	VR 31/12/2017	2017 Vs 2016
S/T Batiments	2 966 156 609		1 830 108 632	-1 136 047 977
G1P	1 503 071 130		999 150 652	-503 920 478
G2P	1 416 169 915		999 467 446	-416 702 469
G3P	1 423 323 890		999 150 653	-424 173 237
G4P	1 480 858 255		1 251 139 065	-229 719 190
G5P	2 069 206 530		1 640 208 888	-428 997 642
G6P	2 085 622 111		107 342 515	-1 978 279 596
G7P	109 004 423		109 004 423	0
G8P	109 004 423		109 004 423	0
G secours	104 893 760		106 467 166	1 573 406
S/T Groupes	10 301 154 437	0	6 320 935 231	-3 980 219 206
Filières	1 851 726 453	53 271 385	6 869 100 922	5 070 645 854
Cellules production	81 210 897		288 320 692	207 109 795
G secours autres	24 354 559		0	-24 354 559
Total autres	1 957 291 909	53 271 385	7 157 421 614	5 253 401 090
TOTAL PRODUCTION TAHITI NORD	15 224 602 955	53 271 385	15 308 465 477	137 133 907

Distribution :

Composants Distribution	reste à faire estimation 31/12/2016	réalisé 2017	reste à faire estimation 31/12/2017	VR 2017 Vs VR 2016
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	792 867 307	72 352 088	1 003 616 169	283 100 950
CABLE RESEAUX AERIENS HT	503 227 204	15 671 682	177 705 026	-309 850 496
CABLE RESEAUX AERIENS BT	903 000 000	1 065 256	261 601 324	-640 333 420
POTEAUX RESEAUX HT	706 328 680	115 545 568	630 957 898	40 174 786
POTEAUX RESEAUX BT	1 743 000 000	32 139 509	1 438 776 175	-272 084 316
ex "réseau aérien"	4 648 423 191	236 774 103	3 512 656 592	-898 992 496
COMPTAGE	3 972 930 545	94 314 284	3 501 663 222	-376 953 039
INTERRUPTEURS AERIENS	162 321 165	6 421 995	146 317 822	-9 581 348
TELECOM		0		0
ex "branchement et comptage"	4 135 251 710	100 736 279	3 647 981 044	-386 534 387
Autres composants	450 082 642	22 439 130	467 799 133	40 155 621
Dispatching			33 373 765	33 373 765
ARMEMENTS POSTES	6 688 889		6 688 889	0
COFFRET TELECOM (ITI)	7 777 988		7 777 988	0
GENIE CIVIL DP (TAHITI)	498 249 207	4 433 479	514 424 506	20 608 778
POSTE SOURCE	923 779 113		1 572 389 175	648 610 062
RESEAU SOUTERRAIN	2 429 372 609	220 149 882	2 018 454 590	-190 768 137
TELECOM (POSTE DP)	30 465 298	5 643 969	28 182 534	3 361 205
TRANSFO	562 315 147	8 008 045	419 562 740	-134 749 362
Total souterrain & Autres	4 908 730 893	260 669 505	5 068 653 321	420 591 933
TOTAL DISTRIBUTION TAHITI NORD	13 692 405 794	598 179 887	12 229 290 957	-864 934 950

5.4.5 Evolution du besoin de renouvellement depuis 2014

Ce tableau illustre l'évolution du besoin de renouvellement depuis 2014 (date à laquelle les immobilisations de réseaux étaient gérées par grandes familles) et 2017 après deux années de retour d'expérience en approche par composants et d'autre part le résultat des études de renouvellement pour la centrale

	distribution	production	total
Situation au 31/12/2014			
estimation du besoin à la clôture	13 404 110 156	14 783 148 639	28 187 258 795
Situation au 31/12/2015			
dépenses de renouvellement réalisées en 2015	-467 915 882	-154 549 299	-622 465 181
reste à faire au 31/12/2015 (sur estimation 2014)	12 936 194 274	14 628 599 340	27 564 793 614
réestimation au 31/12/2015	13 653 683 991	14 789 812 976	28 443 496 967
écart 12/2015 vs 12/2014	717 489 717	161 213 636	878 703 353
Situation au 31/12/2016			
dépenses de renouvellement réalisées en 2016	-358 000 000	-162 735 809	-520 735 809
reste à faire au 31/12/2016 (sur estimation 2014)	12 578 194 274	14 465 863 531	27 044 057 805
réestimation au 31/12/2016	13 692 405 794	15 224 602 955	28 917 008 749
écart 12/2016 vs 12/2014	1 114 211 520	758 739 424	1 872 950 944
Situation au 31/12/2017			
dépenses de renouvellement réalisées en 2017	-598 179 887	-53 271 385	-651 451 272
reste à faire au 31/12/2017 (sur estimation 2014)	11 980 014 387	14 412 592 146	26 392 606 533
réestimation au 31/12/2017	12 229 290 955	15 308 465 477	27 537 756 432
écart 12/2017 vs 12/2014	249 276 569	895 873 331	1 145 149 900

Il ressort de ce tableau que la charge globale prévisionnelle de renouvellement du 01/01/2015 à fin de concession a augmenté de 1.145 MF.

En matière de réseaux, l'augmentation de 249 MF résulte des ajustements suivants :

- comptages + 1.114 MF
- réseaux aériens - 3.493 MF
- réseaux souterrains + 2.368 MF
- postes sources + 680 MF
- transfos - 274 MF
- autres composants - 146 MF

En matière de production, l'augmentation de 895 MF résulte :

- de l'augmentation non anticipée des contraintes environnementales (+ 4.062 MF)
- d'une révision à la baisse de la puissance à installer. (- 3.829 MF)

Du provisionnement du renouvellement des turbos et cheminées en raison de la poursuite de l'approche par composants (+ 662 MF).

5.5 - Méthode relative aux charges calculées

5.5.1 Contexte

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

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

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

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

- D'alourdir les charges de début de concession et d'alléger celles de fin de concession.
- De générer dans les comptes de la concession et à chaque révision des plans de renouvellement, des impacts « one shot » importants
- De ne pas donner une vision économique de la rentabilité du contrat sur la période considérée.
- De ne pas être adapté à l'approche par composant des réseaux laquelle est une obligation nouvelle en Polynésie, non applicable en métropole en raison des exclusions du règlement CRC n°2004-06 et notamment celle en faveur des contrats de délégation de service public

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

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

- Les opérateurs sujets à une obligation de maintien au niveau exigé par le service public du potentiel productif des installations peuvent anticiper le surcoût des immobilisations qu'elles jugent devoir renouveler avant le terme du contrat de délégation. Ce surcoût est appréhendé au travers d'une provision pour renouvellement.

5.5.2 Méthode économique des charges calculées

Pour répondre à cette obligation, 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.

5.5.3 Impact sur l'exercice

La nouvelle méthode a été mise en place de manière prospective sans retraitement du passé

Le montant global des investissements au bilan au 31/12/2017, déduction faite des investissements financés par les tiers ou le concédant et de l'indemnité de fin de concession est amorti sur la durée de la concession.

La dotation de l'exercice correspond à cette base amortissable, diminuée des charges calculées déjà comptabilisées, divisée par la durée résiduelle de la concession

Production :

Amortissement des biens au bilan		
Vo cloture		19 894 334 050
- financements tiers et concédant		(1 121 823 754)
- IFC renouvelé cumulé		(736 089 955)
base amortissable		18 036 420 341
doté à l'ouverture		14 117 357 097 (A)
Caducité	7 482 901 025	
PRU	4 496 709 477	
Amortissement Vairaatoa	1 832 736 801	
Amortissement pièces groupes	239 832 473	
Amortissement groupe Continent	<u>65 177 321</u>	
reste à amortir		3 919 063 244
nb années restantes		14
dotation exercice		279 933 089 (B)
dotations cumulées		14 397 290 186 (A) + (B)

Le coût du programme de renouvellement valorisé à date de renouvellement, déduction faite de l'indemnité de fin de concession le cas échéant, des amortissements techniques et provisions pour renouvellement déjà constitués au 31/12/2016 est lissé sur la durée restante de la concession soit 14 ans au 01/01/2017.

Passif de renouvellement et dotations de l'exercice		
Besoin évalué 31/12/2016		15 224 602 955
Ajustement du besoin 2017		25 071 258
doté à l'ouverture		11 955 933 456 (A)
Amortissement	10 360 040 670	
Annul° Amort Vairaatoa	(1 832 736 801)	
Annul° Amort pièces groupes	(239 832 473)	
Annul° Amort groupe Continent	(65 177 321)	
PR	<u>3 733 639 381</u>	
reste à doter		3 293 740 757
nb années restantes		14
dotation exercice		235 267 197 (B)
reprises sur trvx renouvellement		-
Passif de renouvellement		12 191 200 653 (A) + (B)

Distribution :

Amortissement des biens au bilan		
Vo cloture		22 046 673 005
- financements tiers et concédant		(4 077 369 968)
- IFC biens au bilan cumulé		(2 797 949 994)
base amortissable		15 171 353 044
doté à l'ouverture		8 713 767 144 (A)
	Amortissement	<u>8 713 767 144</u>
reste à amortir		6 457 585 900
nb années restantes		14
dotation exercice		461 256 136 (B)
dotations cumulées		9 175 023 280 (A) + (B)

Détermination du passif de renouvellement		
Besoin évalué 31/12/2016		13 671 905 812
Ajustement du besoin 2017		(844 434 971)
IFC Prèvis. sur renouvellement		(9 087 087 805)
doté à l'ouverture		- (A)
		<u>-</u>
reste à doter		3 740 383 036
nb années restantes		14
dotation exercice		267 170 217 (B)
reprises sur trvx renouvellement		(18 007 491) ©
Passif de renouvellement		249 162 726 (A) + (B) + ©

Reprise lissée caducité art LP4		
caducité cpt 229 ouverture		8 643 933 957 (A)
	Caducité	<u>8 643 933 957</u>
reprise lissée		(617 423 854) (B)
caducité cpt 229 clôture		8 026 510 103 (A) + (B)

Reprise lissée Prov risque		
doté à l'ouverture		4 587 902 058 (A)
	PR	<u>4 587 902 058</u>
dotation exercice		(327 707 290) (B)
Provision pour risque		4 260 194 768 (A) + (B)

5.6 - Dépenses d'améliorant réalisés dans l'année

Production

Chantier	Nature	Libellé des chantiers	Valeur Brute
R16000	Filières	COMPRESSEUR AIR 7BARS & ASSECHEUR PNU	6 863 755
R15016	Filières	AUTOMATE COMMUN TR-3	1 576 056
R15012	Filières	TRAVAUX CUVES CENT PNU ALIMENT GRPE	19 490 346
R14012	Filières	MODULE PURE DRY CENT PNU	27 883 704
R15001	Groupes	ACHAT GROUPES	10 291 169
TOTAL AMELIORANTS PRODUCTION TAHITI NORD			66 105 030

Distribution

composants	Améliorant-Réalisé 2017		
	Qté	Coût en MF	
postes cabines			5
enveloppes			
transformateurs			
autres		5	
postes aériens			0
transformateurs		0	
autres			
postes sources			-
organes de coupure aérien			-
IAT			
IAM			
télécommandes			-
réseau aérien			13
poteaux BT	37	5	
poteaux HT	3	1	
câbles aériens BT	786	1	
câbles aériens HT	3	0	
armement et autres		5	
réseau souterrain		57	57
comptages			20
monophasés	188	11	
triphasés	21	2	
ZMD	18	5	
solaires monophasés	52	2	
solaires triphasés			
solaires ZMD			
prépaiement			
autres distribution			-
dispatching			-
Total			95

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 BROTHERRSON parcelle S 271	10.794	449.244.800
Terrain stockage supplémentaire PAPATI	PUNAAUIA	Acte d'achat transcrit le 10.06.2008 (n°3, vol.3376)	Terre TUPAPAUPITI, parcelle S 281	3.006	168.845.155
					736.089.955

Article 22.2 Biens de distribution

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

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

FAMILLE	IFC prévisionnelle sur biens à renouveler	IFC sur biens existants au bilan au 31/12/2017 et non renouvelables	TOTAL IFC prévisionnelle 31/12/2017
ARMEMENTS POSTES	4 473 564	4 640 546	9 114 110
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	761 122 308	252 611 497	1 013 733 805 (1)
AUTRES COMPOSANTS (DP)	312 866 519	81 082 171	393 948 690
CABLE RESEAUX AERIENS	333 161 096	70 216 219	403 377 315 (2)
CARTOGRAPHIE	-	-	-
COFFRET TELECOM (ITI)	3 484 604	727 212	4 211 816
COMPTEURS	2 106 734 440		2 106 734 440 (3)
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	392 728 021	79 793 050	472 521 071
IMMOS DISPATCHING	6 440 214	-	6 440 214
INTERRUPTEURS AERIENS	87 395 684	805 427	88 201 111
PIECES DE SECURITE	-	-	-
POSTE SOURCE	1 071 515 949	187 451 605	1 258 967 554
POTEAUX RESEAUX	1 652 994 809	533 859 881	2 186 854 690
RESEAU SOUTERRAIN	1 670 097 823	1 535 316 935	3 205 414 758 (4)
TELECOM (POSTE DP)	18 848 627	7 024 444	25 873 071
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN	-	-	-
TRANSFOS	335 084 125	144 257 227	479 341 353
Total général	8 756 947 783	2 897 786 215	11 654 733 998

L'indemnité prévisionnelle de fin de concession est estimée à 11.654MF contre 11.211MF en 2016, les principales explications sont :

(1) Armement réseau aérien : l'IFC globale est de 1.013 MF contre 623MF en 2016, cette variation s'explique par la revue du taux d'armement de 20 à 40% et le cadencement des renouvellements jusqu'à fin de concession qui entraîne des décalages de dates de mise en service.

(2) Câbles aériens : l'IFC globale est de 403 MF contre 952MF en 2016, cette variation s'explique par la revue des à la baisse des quantités à renouveler.

(3) Compteurs : l'IFC globale est de 2.106 MF contre 2.976MF en 2016, cette variation s'explique par la mise en place du programme du réseau Smart grid prévoyant le renouvellement de l'ensemble des compteurs de la concession entre 2020 et 2024.

(4) Réseau souterrain : l'IFC est de 3.205 MF contre 1.959MF en 2016, cette variation s'explique par le fait que sur les exercices précédents, les réseaux existants au 31/12/2015 avaient été omis du calcul de l'IFC.

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 (termites, 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

		2018	2019	2020	Besoin estimé de 2018 à 2030
ARMEMENTS POSTES	montant				6 688 889
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	montant	49 922 792	50 671 634	51 431 708	1 003 616 169
AUTRES COMPOSANTS (DP)	montant	17 875 000	17 875 000	17 875 000	467 799 133
CABLE RESEAUX AERIENS BT	quantité	9 000	9 000	9 000	225 210
	coût unitaire	1 077	1 093	1 109	
	montant	9 689 737	9 835 084	9 982 610	261 601 324
CABLE RESEAUX AERIENS HT	quantité	3 500	3 500	3 500	49 327
	coût unitaire	3 339	3 399	3 440	
	montant	11 685 855	11 861 143	12 039 060	177 705 026
COFFRE TELECOM (TI)	montant	-	-	-	7 777 988
COMPTEURS	quantité	1 210	1 210	11 000	61 550
	coût unitaire	79 115	80 302	52 502	
	montant	95 728 998	97 164 933	577 525 591	3 501 663 222
GENIE CIVIL DP (POSTE DP)	montant	-	-	-	514 424 506
IMMOS DISPATCHING	montant	-	-	-	33 373 765
INTERRUPTEURS AERIENS TELECOMMANDES	quantité	2	2	2	27
	coût unitaire	2 030 000	2 060 450	2 091 357	
	montant	4 060 000	4 120 900	4 182 714	57 343 739
INTERRUPTEURS AERIENS MANUELS	quantité	5	5	5	69
	coût unitaire	1 268 750	1 287 781	1 307 098	
	montant	6 343 750	6 438 906	6 535 490	88 974 083
POSTE SOURCE	montant	220 000 000	-	-	1 572 389 175
POTEAUX RESEAUX BT	quantité	500	500	500	9 677
	coût unitaire	137 658	139 729	141 819	
	montant	68 829 114	69 861 551	70 909 474	1 438 776 175
POTEAUX RESEAUX HT	quantité	100	100	100	1 692
	coût unitaire	346 029	351 213	356 481	
	montant	34 602 273	35 121 307	35 648 126	630 957 898
RESEAU SOUSTERRAIN	quantité	9 273	9 638	10 688	136 832
	coût unitaire	18 225	16 290	16 841	
	montant	169 000 000	157 000 000	180 000 000	2 018 454 591
TELECOM (POSTE DP)	montant				28 182 534
TRANSFO	quantité	31	31	31	411
	coût unitaire	1 200 000	1 218 000	1 236 270	
	montant	37 200 000	37 758 000	38 324 370	419 562 740
TOTAL PLAN DE RENOUVELLEMENT		724 937 519	497 708 457	1 004 454 143	12 229 290 957

Production :

NATURE	2018	2019	2021	2023	2025	2029	2030	TOTAL
centrale de 47,8 MW (1)				9 781 321 731							9 781 321 731
moteurs G1 à G4P											
bâtiment et filiales associées											
centrale de 18 MW (2)									4 864 693 897		4 864 693 897
moteurs G5 P											
bâtiment et filiales associées											
Composants des groupes											4
GP Permet rée	21 009 803										21 009 803
GP Permet rée		21 426 407									21 426 407
GP Permet rée	21 009 803										21 009 803
GP rée		72 720 225									72 720 225
GP rée & Permet rée	33 035 363										33 035 363
GP Permet rée rée	21 009 803									86 222 902	107 242 509
GP Permet rée rée						24 055 752			81 948 672		109 004 423
GP Permet rée rée						24 055 752			81 948 672		109 004 423
GP								108 487 486			108 487 486
TOTAL TAHITI NORD PRODUCTION	156 594 202	95 156 732	0	9 781 321 731	0	48 111 504	0	4 971 161 063	169 897 342	86 222 902	15 308 463 476

La finalisation dans l'exercice des études projets relatives au renouvellement dès 2020 des moteurs 1 à 4 de la centrale de la Punaruu ont permis d'ajuster le besoin de renouvellement des moyens de production de l'île de Tahiti

- En l'attente d'un accord du concédant sur le type de combustible de la future centrale (fioul, gazole ou gaz), le besoin de renouvellement a été ajusté sur le combustible actuel à savoir le fioul lequel scénario est significativement plus cher que prévu en raison des nouvelles contraintes environnementales à savoir les traitements du fumées (dénox, désou, poussières).
- D'autre part la prise en compte de la décroissance des 10 dernières années et les prévisions de production thermiques à l'équilibre ou en légère croissance pour les années suivantes ont permis de réduire les besoins futurs à l'équivalent d'un groupe de 18 MW vers la fin de la concession.

Au global et par la compensation de ces deux effets, le besoin à fin de concession reste inchangé

Il est à noter que :

- Les groupes renouvelés restent en secours ultime
- La vaïraatoa centrale de secours actuelle sera démantelée
- Le terrain nécessaire à cette nouvelle centrale est présumé financé à partir de la vente du terrain de l'actuelle centrale Vaïraatoa

Détail des biens qui seront renouvelés en 2021 (en valeur d'origine) :

- Bâtiments : 858 152 082
- Groupes : 4 144 819 306
- Filières : 895 538 515
- Total : 5 898 509 903

Détail des biens qui seront renouvelés en 2028 :

- Bâtiments : 452 452 767
- Groupes : 1 099 298 612
- Filières : 475 100 083
- Total : 2 026 851 462

5.9 - Programme prévisionnel d'investissement 2017



N/Réf. : FD/NI 2017/350

Service des Energies

BP 3829
98713 PAPEETE

A l'attention de Madame Sylvie YU CHIP LIN

Puurai, le 31 Mai 2017

Objet : Programme prévisionnel d'investissements de la concession Nord pour l'année 2017

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 2017 en production et distribution

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 DUPONT
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 00 - 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 031884

Programme prévisionnel d'investissements 2017

Le programme prévisionnel d'investissements 2017 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 :

le rachat à TEP des ouvrages TEP transférés

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	447 500 000 XPF	
	Améliorant	Renouvellement
Bâtiments et aménagement:		
Amélioration de la sûreté de la centrale de Punaruu : Contrôle d'accès, clôture, aménagement de l'entrée	30 000 000 XPF	10 000 000 XPF
Filière groupes:		
Renouvellement turbocompresseurs des groupes Wartisla		70 000 000 XPF
Renouvellement cheminées		50 000 000 XPF
Surveillance TDB W46 (2017-2018)	25 000 000 XPF	
Installation RTDC (2017-2018)	20 000 000 XPF	
Filière combustible		
Amélioration circuit combustibles:(pompes transfert, reprise conduite fuel, etc.)	5 000 000 XPF	
Rénovation et amélioration conduites fioul sorties centrifugeuses (30% renouvel et 70% améliorant)	3 500 000 XPF	1 500 000 XPF
Amélioration conduites fioul sorties cuves	5 000 000 XPF	
Injection rejets dans circuits combustibles	5 000 000 XPF	
rénovation Calorifugeage et conduites fioul		20 000 000 XPF
Filière eau		
Amélioration circuit eau surchauffée (barillet ES, traceur, etc.)	25 000 000 XPF	20 000 000 XPF
Filière énergie		
Régulateurs de vitesse	13 000 000 XPF	
Transferts TEP/EDT	10 000 000 XPF	
Oscilloperturbographes	15 000 000 XPF	
Consignateur d'état	20 000 000 XPF	
Nouvelle salle de quart (études)	20 000 000 XPF	
Filière Environnement		
Mise en place de séparateurs huile	25 000 000 XPF	
Optimisation SCR et équipements de mesures à l'échappement	15 000 000 XPF	
Opastop (2 par an sur PG2-4)	4 000 000 XPF	
Filière Sécurité		
Mise en place AIC	10 000 000 XPF	
Renouvellement bouteilles argonite		20 000 000 XPF
Pompes émulseurs	5 500 000 XPF	
TOTAL	256 000 000 XPF	191 500 000 XPF

DISTRIBUTION	1 364 100 000 XPF	
	Améliorants	Renouvellement
Extension/renforcement des postes sources		
Extension du tableau HTA distribution du poste source de Atimaono	48 500 000 XPF	
Nouveau transformateur 10 MVA de Atimaono	115 900 000 XPF	
Remplacement transformateur 20 MVA du poste source de Vairaatoa par un 32 MVA	28 600 000 XPF	
Transferts de propriété TEP/EDT: Arue, Punaruu, Tipaerui, Vairaatoa, Papenoo Aval	70 900 000 XPF	
Evolution MISTRAL et dispatching Puurai	14 500 000 XPF	
Application placement des énergies	15 000 000 XPF	
Chargeur 48 Vcc dispatching	6 000 000 XPF	
Travaux divers	3 000 000 XPF	
Renouvellement des postes sources		
Reliquat opération 2016 renouvellement tablea HTA poste source de Tipaerui		134 000 000 XPF
Reliquat opération 2016 renouvellement tablea HTA poste source de Punaruu		16 200 000 XPF
Mise en place TGS		4 600 000 XPF
Réaménagement salle dispatching	5 000 000 XPF	50 000 000 XPF
Renouvellement des postes DP		
Mise en conformité des postes		4 000 000 XPF
Extension/renforcement des réseaux HTA		
Renforcement réseau HTA	9 000 000 XPF	6 000 000 XPF
Reliquat opération 2016 création départ Ati 3	6 000 000 XPF	
Renouvellement des réseaux HTA		
Renouvellement des réseaux aériens		240 000 000 XPF
Remise en conformité et sécurisation des réseaux aériens		30 000 000 XPF
Renouvellement des réseaux souterrains		253 000 000 XPF
Extension/renforcement des réseaux BT		
Divers déplacement ou renforcement de réseaux BT	10 000 000 XPF	
Renouvellement des réseaux BT		22 300 000 XPF
Extensions à la demande du concédant article 14A		
Estimation prévisionnelle sous réserve des demandes du ministère	50 000 000 XPF	
Déplacement des ouvrages à la demande de l'Equipement		
Travaux en partenariat : part d'améliorant pris en charge par EDT	20 000 000 XPF	
Nouveaux comptages		
Nouveaux comptages	25 000 000 XPF	
Equipements de télé-relèves	6 000 000 XPF	
Renouvellement comptages et branchements		170 600 000 XPF
TOTAL	433 400 000 XPF	930 700 000 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 1^{er} mai 1988 avec la société EDT, s'est poursuivi en 2016. Les prix de l'hydroélectricité ont cependant été modifiés au 1^{er} mars 2016. D'un prix unique de 12,06 F CFP, les prix sont désormais distincts par concession (de 10 à 14,34 F CFP), et fixés par arrêtés, 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 31/12/2016, 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 des contrats est cependant limitée à la date de fin du contrat de concession attribué à EDT, soit le 30 septembre 2030.

Cf. paragraphe :

1. 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 passé de 1,95 F/kWh à 2,35 F/kWh au 1er mars 2017, puis à 2,75 F/kWh au 1er septembre 2017, du fait de l'arrêté n° 2048 CM du 15 décembre 2016. Ces hausses n'ont cependant pas été répercutées sur les tarifs des clients par l'autorité concédante, en dépit des clauses contractuelles, affectant ainsi l'équilibre économique de la concession.

Cf. paragraphe :

2. 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.

Cf. paragraphe :

2. 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.

Cf. paragraphe :

2. 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.

Cf. paragraphe :

2. 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

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 :

2. 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 :

1. 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