

**CONVENTION N°8 673** du **29 DEC. 2015**  
(NOR: ENR1501979CO)

Portant avenant n° 17 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n°60-10 du 27 septembre 1960, modifiant le cahier des charges annexé à cette convention.

- Vu la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 modifiée, portant statut d'autonomie de la Polynésie française, ensemble la loi n° 2004-193 du 27 février 2004 complétant le statut d'autonomie de la Polynésie française ;
- Vu l'arrêté n° 676/PR du 16 septembre 2014 modifié, portant nomination du vice-président et des ministres du gouvernement de la Polynésie française et déterminant leurs fonctions ;
- Vu l'arrêté n° 678/PR du 17 septembre 2014, relatif aux attributions du vice-président, ministre du budget, des finances, de la fonction publique, des énergies, de la santé et des solidarités ;
- Vu la loi de Pays n° 2009-21 du 7 décembre 2009 relative au cadre réglementaire des délégations de services publics de la Polynésie française et de ses établissements publics ;
- Vu la convention n° 60-10 du 27 septembre 1960 relative à la concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti et à son cahier des charges, modifiée par ses avenants numérotés I à 16 C ;
- Vu le jugement du Tribunal administratif de Papeete n°1300069 du 3 juillet 2013 et l'arrêt de la Cour d'appel de Paris n°13PA03898 du 1<sup>er</sup> juillet 2014 ;
- Vu l'arrêté n° 2172/CM du 24 décembre 2015 portant approbation de l'avenant n° 17 à la convention n° 60-10 du 27 septembre 1960 modifiant le cahier des charges annexé à cette convention et habilitant le Président de la Polynésie française à le signer ;

**ENTRE :**

La Polynésie française, représentée par son Président Monsieur Edouard FRITCH, dûment habilité à cet effet par l'arrêté n°2172/CM du 24 décembre 2015, ci-après désigné, ci-après désignée « le Concédant » ou l'« Autorité Concédante »,

**d'une part,**

**ET :**

La S.A. «Electricité de Tahiti», société anonyme dont le siège social est à Faa'a, route de Puurai, inscrite au registre du commerce de Papeete sous le numéro 53 3 B, représentée par son Président Directeur Général, Monsieur Grégoire de CHILLAZ, dûment habilité par son Conseil d'Administration, ci-après désigné « Le Concessionnaire »,

**d'autre part,**

**ETANT PREALABLEMENT EXPOSE QUE :**

- 1- Les Parties ont conclu, en date du 16 mars 2013, un avenant 16 au cahier des charges de la concession de distribution publique d'énergie électrique (ci-après le « Cahier des charges »). Cet avenant a fait l'objet, par jugement du Tribunal Administratif de la Polynésie française en date du 3 juillet 2013, d'une annulation partielle à compter du 1er octobre 2013.

Au motif de sa décision, le Tribunal Administratif a considéré, principalement, que la formule tarifaire prévue par l'article 11 de la convention de concession modifiée, ne reposait pas sur des éléments suffisamment rationnels et objectifs, et que son actualisation reposait en partie sur des indices généraux, insuffisamment spécifiques aux diverses activités du Concessionnaire.

Le 30 septembre 2013 un avenant 16 B au cahier des charges a été conclu. Cet avenant stipulait son caractère temporaire et faisait état de la poursuite des négociations entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire, en vue de l'adoption d'une nouvelle formule tarifaire répondant de façon plus complète aux impératifs exprimés par le Tribunal Administratif.

Depuis cette date, les Parties ont continuellement échangé sur ce point ainsi que sur les possibilités de réduction des coûts du service public de l'électricité rendu aux usagers. Plusieurs audits ont été menés ces dernières années à la demande de l'Autorité Concédante sur les comptes de la concession. Ils ont abouti à une meilleure identification de ses charges et de leur répartition. Le concédant a notamment missionné le cabinet d'expertise comptable Horwath en vue de l'établissement des principes de la comptabilité analytique du service public de l'électricité. Cette mission a permis d'établir les éléments de comptabilité appropriée à retenir pour l'établissement du Rapport annuel du délégataire. C'est sur la base de cette comptabilité analytique qu'est assise la nouvelle formule de rémunération du Concessionnaire décrite au présent avenant, ainsi que son niveau de rémunération juste et suffisant.

- 2- Les Parties sont convenues de supprimer l'amortissement de caducité sur l'ensemble des biens de distribution et certains des biens fonciers liés aux moyens de production de la concession, et de prévoir en conséquence l'indemnisation du Concessionnaire à hauteur de leur Valeur Nette Comptable, à l'issue du contrat de délégation. Cette mesure contribue à générer une économie de charges calculées, répercutée sur les tarifs des consommateurs finaux. Elle rejoint ainsi les préconisations rendues par la Commission de Régulation de l'Energie dans son rapport du 14 décembre 2012 sur la Régulation du Système Electrique Polynésien, lequel constatait en son chapitre 2.3.5 que « les amortissements pour caducité renchérissent artificiellement les prix », pour suggérer d'adopter la pratique consistant à « verser au sortant une soulte correspondant à la valeur des actifs non amortis ».
- 3- Enfin dans un souci de clarification des missions et des responsabilités des différents concessionnaires du système électrique, les parties sont convenues de transférer certains actifs de la concession de transport de l'électricité vers la présente concession de distribution. Ces actifs concernent principalement les transformateurs de distribution et les équipements afférents. Pour ce faire, le concessionnaire de distribution s'acquittera auprès du concessionnaire de transport d'une indemnité de transfert.

Le présent avenant 17 a ainsi pour objets :

- de modifier l'article 5 de la convention de concession et l'article 11 de son cahier des charges afin :
  - o de définir la nouvelle formule de rémunération du Concessionnaire ;
  - o de préciser les éléments rationnels et objectifs de détermination des coûts à refacturer aux consommateurs ;
- de créer un article 12 bis au cahier des charges afin de permettre la vente en gros d'électricité aux bornes de la concession ;
- de modifier l'article 22 du cahier des charges afin :

- de supprimer les amortissements de caducité sur les biens de distribution en fin de concession et d'introduire une indemnité de fin de concession équivalente à la valeur nette comptable desdits biens ;
- de supprimer les amortissements de caducité sur certains biens fonciers liés aux biens de production, et d'introduire une indemnité de fin de concession équivalente à leur valeur nette comptable ;
- de traiter du devenir des amortissements de caducité déjà comptabilisés ;
- de permettre la mise en place de l'approche par composant des biens de distribution ainsi que des biens de production et de fixer la durée de vie des composants ainsi identifiés ;
- de modifier les articles 23, 24 et 27 du cahier des charges afin de les mettre en cohérence avec les modifications apportées ci-dessus
- d'entériner la reprise d'actifs de distribution appartenant historiquement à la TEP, et d'en intégrer les coûts à la présente concession.

### IL EST ARRETÉ ET CONVENU CE QUI SUIT :

#### Article 1.- Modification de l'article 5 de la convention de concession.

L'article 5 de la convention n° 60-10 du 27 septembre 1960 relative à la concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti est remplacé par les dispositions suivantes :

*« Les tarifs pratiqués par le Concessionnaire ainsi que les éléments de détermination de sa rémunération, sont prévus au cahier des charges ci-annexé ».*

#### Article 2.- Modification de l'article 11 du Cahier des charges relatif au « Prix de vente de l'énergie électrique ».

L'article 11 du cahier des charges annexé au contrat de concession est renommé et remplacé par les dispositions suivantes :

##### « Article 11

##### REMUNERATION DU CONCESSIONNAIRE ET TARIFICATION

*Pour chaque année civile « n », la prestation de service public du Concessionnaire lui ouvre droit à un « Revenu Autorisé », calculé suivant la méthode déterminée à l'article 11.1 ci-après.*

*Les tarifs de l'électricité sont fixés par le Concédant, de manière à permettre au Concessionnaire d'atteindre le niveau de Revenu Autorisé basé sur les prévisions de ce dernier. La méthode de fixation de ces tarifs est définie à l'article 11.2 ci-dessous.*

*Enfin, l'article 11.3 présente les dispositions générales liées à la facturation.*

##### 11.1. REVENU AUTORISE DU CONCESSIONNAIRE

*La rémunération du Concessionnaire pour le service public rendu, est conventionnellement encadrée et dénommée « Revenu Autorisé ». La méthode de calcul du montant annuel de ce « Revenu Autorisé », ainsi que la valeur de ses paramètres de départ, ont été définies suite à la mission d'un cabinet d'audit indépendant pour définir une comptabilité analytique: la comptabilité appropriée. Cet examen détaillé des comptes de la concession permet un contrôle, une analyse et une évaluation par métiers et par activités des coûts supportés par le Concessionnaire.*

*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'Energie » (CE).*

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

La composante RE est calculée par application de forfaits annuels multipliés par des unités d'œuvres, tandis que la composante CE correspond aux dépenses réelles liées à l'énergie, engagées par le Concessionnaire.

### 11.1.1 Composante « RE »

#### 11.1.1.1 Formule de calcul du RE

Le Revenu d'Exploitation pour une année « n » est établi par application de la formule suivante :

$$\text{RE} = \text{C} + \text{D} + \text{P} + \text{RF} + \text{PGR}$$

Les paramètres de cette formule sont définis comme suit :

#### Gestion clientèle (C) :

La gestion commerciale est rémunérée par un terme (C) qui résulte du produit du nombre de Clients (UC) par un forfait (FC) adapté à la typologie et à la densité de clientèle.

$$\rightarrow C = \text{UC} \times \text{FC}$$

NB : au sens du présent cahier des charges, le nombre de « Clients » désigne le nombre de titulaires d'abonnements en compteurs classiques et de clients raccordés en pré-paiement.

#### Distribution (D) :

Le montant D est la somme des paramètres suivants :

$$D = D1 + D2$$

- Dispatching : D1

Les missions de Dispatching des énergies sur les réseaux de distribution sont rémunérées par un terme (D1), résultant du produit d'un forfait FD1 par la longueur des réseaux HTA de distribution concernés (UD1).

$$\rightarrow D1 = \text{UD1} \times \text{FD1}$$

- Gestion, maintenance et exploitation des réseaux de distribution : D2

La gestion, la maintenance et l'exploitation des réseaux de distribution sont rémunérées par un terme D2 résultant du produit de la longueur des réseaux hors branchements (UD2) par un forfait propre aux réseaux concernés (FD2).

$$\rightarrow D2 = \text{UD2} \times \text{FD2}$$

#### Production (P) :

Le montant P est la somme des paramètres suivants :

$$P = P1 + P2$$

- Rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1

L'obligation faite au Concessionnaire de garantir une Puissance Maximale Majorée est rémunérée par un terme (P1) résultant du produit de cette Puissance Maximale Majorée (UP1) par un forfait (FP1) propre à la concession.

$$\rightarrow P1 = \text{UP1} \times \text{FP1}$$

La Puissance Maximale Majorée est équivalente à la puissance maximale appelée, majorée de la puissance du groupe électrogène le plus puissant de chaque centrale thermique.

La puissance maximale appelée est calculée à partir de la moyenne des 3 valeurs médianes constatées au cours des 5 derniers exercices.

- Autres charges de production : P2

Montant qui résulte de la multiplication du nombre de kWh produits, mesuré en sortie de centrale (UP2) par un forfait (FP2) couvrant la maintenance des moteurs et le traitement des effluents des centrales.

$$\rightarrow P2 = \text{UP2} \times \text{FP2}$$

#### Résultat financier (RF) :

*Le résultat financier de chaque concession est intégré au montant de la composante « RE » du Revenu Autorisé: s'il est respectivement positif ou négatif, il réduit ou augmente d'autant le montant du Revenu Autorisé.*

*Le résultat financier est déterminé par l'affectation des emprunts spécifiques à chaque concession puis à la valorisation des besoins de trésorerie résiduels (passifs de la concession inférieurs à ses actifs) ou des excédents de trésorerie (passifs de la concession supérieurs à ses actifs) sur la base des taux de marché.*

*Dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement des excédents de trésorerie supérieurs au taux de marché, les gains au-delà du taux de référence seraient partagés à part égales entre la concession et le Concessionnaire. A cette fin, la quote-part des gains de résultats financiers au-delà du taux de référence serait intégrée au revenu de l'exploitation « RE » avec pour effet une diminution du Revenu Autorisé.*

*La situation d'excédent ou de besoin de trésorerie est déterminée à partir du bilan d'ouverture de la concession.*

*Le taux de marché applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 pt. Il ne peut être ni supérieur au taux moyen réel de placement obtenu par le Concessionnaire dans le cadre de sa gestion de trésorerie, ni inférieur à la moyenne annuelle de l'Euribor 3 mois.*

*Le taux de marché applicable pour les Besoins est l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 pts.*

#### **Partage des Gains de Rendements (PGR) :**

*Le cas échéant, le résultat du partage de l'amélioration des rendements de production et de distribution, exprimé en Francs tel que défini ci-dessous, sera intégré au Revenu Autorisé.*

*L'amélioration des rendements génère des économies au travers de la répercussion au franc le franc des combustibles consommés sur les tarifs publics. Afin d'intéresser le Concessionnaire à l'amélioration de ces rendements, ces économies sont partagées à parts égales entre le consommateur et lui.*

*Ainsi, la moitié de l'économie réalisée au titre d'un exercice et revenant au Concessionnaire est intégrée au revenu de l'exploitation « RE » avec pour effet une augmentation du Revenu Autorisé.*

*La valeur de référence pour la mesure de ces économies est la moyenne des 3 meilleurs rendements annuels des 5 dernières années, présentés en Annexe 1.*

*Ce rendement se mesure :*

- *en production thermique par la comparaison du nombre de litres d'hydrocarbures consommés avec le nombre de kWh produits et mesurés en sortie de centrale. Il se calculera par concession. Sur Tahiti le nombre de litres de gazole consommé sera retraité en équivalent fioul.*
- *En distribution par la comparaison du nombre de kWh injectés dans le réseau de distribution et le nombre de kWh fournis aux clients finaux. Il se calculera par concession.*

#### **11.1.1.2 Valeur initiale des paramètres de la formule de calcul du RE**

*Les valeurs d'origine « année n<sub>0</sub> » des paramètres définis à l'article 11.1.1.1 ci-dessus sont détaillées en Annexe 2 à l'avenant 17 au présent cahier des charges.*

*La valeur initiale des forfaits (FC, FD1, FD2, FP1 et FP2) a été déterminée sur la base de l'historique des coûts, du Concessionnaire et du nombre d'unités d'œuvres (UC, UD1, UD2, UP1, UP2) de la concession, tel que mesuré au 31 décembre de l'année 2014.*

#### **11.1.1.3 Evolution des paramètres de la formule de calcul du RE**

*Sous le contrôle de l'Autorité Concedante, les paramètres de la formule permettant d'établir le RE du Concessionnaire évoluent chaque année au 1<sup>er</sup> mars, à compter du 1<sup>er</sup> mars 2016. Cette évolution se fait par l'application des deux méthodes ci-après :*

- 1) *Sont mis à jour sur la base des données réelles constatées au 31 décembre de l'année n-1, contrôlées et validées par le Concedant :*
  - *La Puissance Maximale Majorée (UP1) en cas d'augmentation de la puissance installée des centrales de production autorisée par le Concedant ;*

- Le nombre des unités d'œuvre telles que fournies par le Concessionnaire (UC, UD1, UD2, UP2,)
- le résultat financier (RF), tel que fourni par le Concessionnaire ;
- le Partage des Gains de Rendements (PGR) ;

2) Est actualisée sur la base de la formule et des indices objectifs ci-dessous, la valeur des forfaits F :

La valeur des forfaits est actualisée en tenant compte de la part respective des amortissements, de la main d'œuvre et des autres charges, conformément à l'évolution de l'indice des Salaires et Charges (ISC), de l'indice des prix à la consommation (ICV) et de l'indice des produits et services divers hors TVA (P S D).

$$\begin{aligned}
 FC_n &: 0,78 FC_{n0} \times (ISC) + 0,22 FC_{n0} \times (0,6 ICV + 0,4 PSD) \\
 FD1_n &: 0,93 FD1_{n0} \times (ISC) + 0,07 FD1_{n0} \times (0,6 ICV + 0,4 PSD) \\
 FD2_n &: 0,16 FD2_{n0} + 0,56 FD2_{n0} \times (ISC) + 0,28 FD2_{n0} \times (0,6 ICV + 0,4 PSD) \\
 FPI_n &: 0,26 FPI_{n0} + 0,44 FPI_{n0} \times (ISC) + 0,30 FPI_{n0} \times (0,6 ICV + 0,4 PSD) \\
 FP2_n &: 0,40 FP2_{n0} \times (ISC) + 0,60 FP2_{n0} \times (0,6 ICV + 0,4 PSD)
 \end{aligned}$$

où :

ISC est l'évolution en pourcentage de l'indice « salaire et charges », entre le mois de décembre 2014 (valeur 107,96), et le mois de décembre de l'année n-1 ;

ICV est l'évolution en pourcentage de l' « indice général des prix à la consommation familiale », entre le mois de décembre 2014 (valeur 117,00), et le mois de décembre de l'année n-1 ;

PSD est l'évolution en pourcentage de l'indice "produits et services divers" hors T V A, entre le mois de décembre 2014 (valeur 108,96), et le mois de décembre de l'année n-1 ;

Les indices sont ceux publiés au J.O.P.F.

Les parts respectives attribuées aux différentes charges, exprimées par la pondération des indices ci-dessus, sont celles résultant du Compte d'Exploitation Prévisionnel joint en Annexe 3.

#### 11.1.1.4 Risques d'exploitation

Toute variation des charges unitaires du Concessionnaire, négative ou positive, qui s'éloignerait des montants de forfaits déterminés par l'application de la formule objective définie au paragraphe 2 de l'article 11.1.1.3 ci-dessus, est à son risque ou à son bénéfice, dans les limites prévues par l'article 27 du présent Cahier des charges.

Il en est de même pour le risque de variation des unités d'œuvres en année « n », si elles s'éloignent des données de « n-1 » ayant servi au calcul du Revenu Autorisé.

#### 11.1.2 Composante « CE »

La composante CE du Revenu Autorisé correspond aux dépenses réelles liées au transport de l'énergie et à la production d'électricité, dont les coûts unitaires sont majoritairement fixés par la Polynésie française, et qui sont constitués : (i) du coût des combustibles affectés à la production électrique, (ii) du coût d'achat ou de production des autres Energies intervenant dans le mix énergétique distribué, et (iii) du coût de la redevance transport.

Les « CE » correspondent ainsi à des charges intégralement répercutées dans les tarifs, permettant l'indemnisation au franc le franc du Concessionnaire, qui en fait l'avance.

##### 11.1.2.1 Calcul des CE

Les CE sont composés de trois postes de charge :

$$CE = CUHPTF + E + T$$

**Combustibles, urée, huiles et produits de traitement des fumées (CUHPTF) :**

*L'approvisionnement du Concessionnaire en énergie primaire thermique (fioul, gazole, bio-carburants), en huiles et en produits de traitement des fumées (dont l'urée) est indemnisé sur la base des dépenses effectivement réalisées.*

→ *CUHPTF = valeur des combustibles (fioul, gazole, biocarburants), des huiles et des produits de traitement des fumées consommés pour la production thermique du Concessionnaire*

#### **Autres énergies produites ou achetées (E):**

*Les achats d'électricité aux producteurs d'électricité issue de centrales thermiques ou d'énergies renouvelables (hydraulique, solaire, éolienne ou autres), sont rémunérés par un terme (E) correspondant au nombre de kWh achetés, au prix arrêté en Conseil des Ministres pour l'énergie considérée, diminué le cas échéant des éventuelles remises négociées avec les fournisseurs. Pour le calcul du paramètre E, sont considérés comme des kWh achetés, les kWh d'origine renouvelable produits par le Concessionnaire dans le cadre d'une concession de production et mesurés à leur sortie de centrale.*

→ *E = valeur de l'énergie électrique achetée, et de l'électricité d'origine renouvelable produite par le Concessionnaire.*

#### **Transport (T) :**

*T correspond à la redevance de transport facturée par le Concessionnaire aux clients, et reversée au franc le franc, au concessionnaire de transport.*

→ *T = montant des redevances payées au concessionnaire de transport.*

#### **11.1.2.2 Valeur initiale et régularisation des CE**

*Les CE correspondent à des charges à refacturer au client sans frais ni marge mais leur valeur exacte n'est connue qu'a posteriori en fin d'exercice. Leur actualisation est permanente.*

*Si, à la clôture de l'exercice, un écart est constaté entre la valeur réelle des CE et la facturation correspondante aux clients, une régularisation de la différence est opérée par imputation dans le montant prévisionnel du terme « CE » du Revenu Autorisé de la période suivante.*

### **11.2. PRIX DE VENTE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE**

#### **11.2.1 Etablissement des prix de vente**

*La facturation de l'énergie électrique est composée :*

- *d'une part fixe, fonction de la puissance souscrite par contrat, mesurée en kVA, dite « abonnement »*
- *d'une part variable correspondant aux consommations relevées aux compteurs.*

*Ces compteurs peuvent être « classiques » (11.2.2) ou « à prépaiement » (11.3.3).*

*Les tarifs (parts fixes et prix unitaires de chaque tranche de consommation), de même que les catégories de consommateurs, ainsi que le nombre et l'amplitude des tranches de consommation sont fixés par arrêtés en Conseil des Ministres sans nécessiter d'avenant au présent cahier des charges, de manière à permettre au Concessionnaire d'atteindre le niveau de Revenu Autorisé.*

*Pour ce faire, chaque année avant le 15 février, le Concessionnaire remet au Ministère en charge de l'énergie une proposition de grille tarifaire à mettre en application au 1<sup>er</sup> mars. Ces tarifs sont établis sur la base du Revenu d'Exploitation du Concessionnaire (RE) et du coût prévisionnel de l'énergie (CE). Ils tiennent ainsi compte :*

- *du volume annuel prévisionnel des ventes,*
- *du mix énergétique prévisionnel de production,*
- *du mix tarifaire prévisionnel,*
- *du prix unitaire prévisionnel des CE.*

Les paramètres composant ces différents postes de charge sont présentés de façon détaillée par le Concessionnaire.

Après analyse des éléments prévisionnels et du Revenu Autorisé établis par le Concessionnaire, ainsi que de sa proposition de tarifs, l'Autorité Concédante se concerta avec le Concessionnaire, avant d'arrêter les tarifs publics.

Les tarifs, en valeur au 31 décembre 2015, sont définis comme suit :

### 11.2.2 Compteurs classiques :

La facture mensuelle comporte une part fixe dite « abonnement », et une part variable fonction du nombre de kWh relevés au compteur.

#### 11.2.2.1 Part variable (valeur au 31 décembre 2015).

Tarif « petits consommateurs usages domestiques » (puissance souscrite  $\leq 3,3$  kVA)

- Usages domestiques

. 1ère tranche de 0 à 240 kWh/mois :	P1	19 F CFP/kWh
. 2ème tranche au-dessus 240 kWh/mois :	P2	39 F CFP/kWh

Tarif « classique »

Basse tension

- Usages domestiques

. 1ère tranche de 0 à 240 kWh/mois :	P3	24,50 F CFP/kWh
. 2ème tranche au-dessus 240 kWh/mois :	P2	39 F CFP/kWh

- Eclairage public :
 P4 | 33,40 F CFP/kWh |

- Usage professionnel Basse Tension et autres usages :
 P5 | 34 F CFP/kWh |

Moyenne tension

- Tarif jour (de 7 h 00 à 20 h 59) :
 P6 | 25 F CFP/kWh |

- Tarif nuit (de 21 h 00 à 6 h 59) :
 P7 | 22 F CFP/kWh |

Le tarif basse Tension « usages domestiques », ne pourra être appliqué aux usages professionnels.

Pour bénéficier du tarif basse Tension « usage professionnel », le client doit en avoir fait la demande, et justifier d'une inscription au Registre du Commerce et de l'Industrie.

La répartition des consommations par tranche s'effectue sur la base de mois de 30 jours.

#### 11.2.2.2 Part fixe

La facturation de la part fixe est mensuelle.

La part fixe est proportionnelle à la puissance souscrite ou atteinte par le client.

En basse tension, sa valeur au 31 décembre 2015 est fixée à :

- 263 F par kVA pour le tarif « petits consommateurs »
- 395 F par kVA pour le « tarif classique » basse tension usage domestique.
- 537 F par kVA pour le tarif « usages professionnels BT et autres usages » et le tarif « éclairage public.

En moyenne tension, sa valeur est fixée à :

- 1 535 F par kVA.



La grille des tarifs et la prime d'abonnement par type de consommateurs sont approuvées en conseil des Ministres et publiées au Journal Officiel de la Polynésie française.

### 11.2.2.3. Factures intermédiaires

Le relevé de chaque compteur intervient au moins une fois tous les quatre mois.

Dans l'intervalle séparant deux relevés, le Concessionnaire peut établir des factures intermédiaires d'acompte calculées sur une consommation estimée. Ces estimations sont effectuées sur la moyenne des factures acquittées par le client dans les mois antérieurs, ou, à défaut, la moyenne des factures acquittées par les clients de la catégorie de tarif considérée. La facture rectificative est établie sur la base du relevé de compteur.

Sur demande des clients, une mensualisation des paiements est mise en place.

### 11.2.3. Compteurs à prépaiement

Dans le cas particulier du compteur à pré-paiement, la tarification correspond à un prix incluant les parts fixes et parts variables définies ci-dessus.

Au 31 décembre 2015, ces tarifs sont établis comme suit :

#### Usages domestiques :

- Inférieur ou égal à 2,2 kVA de puissance souscrite avant l'entrée en vigueur de l'avenant 17, quel que soit le nombre de kWh/mois : P8 22 F CFP/kWh
- Inférieur ou égal à 3,3 KVA quel que soit le nombre de kWh/mois : P9 28 F CFP/kWh
- Supérieur à 3,3 KVA quel que soit le nombre de kWh/mois : P10 37 F CFP/kWh

Le tarif P8 est maintenu pour les souscriptions inférieure ou égales à 2,2 kVA et antérieures à l'entrée en vigueur de l'avenant 17 au présent cahier des charges. Pour toute souscription postérieure, le tarif applicable est le même de 0 à 3,3 kVA, soit le tarif P9.

### 11.2.4 Actualisation des tarifs de vente

L'actualisation des tarifs liés au Revenu Autorisé intervient :

- tous les ans au 1<sup>er</sup> mars,
- A tout moment : en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE

En cas de disparition, ou d'évolution manifestement incohérente d'un indice de la formule, les parties doivent se rapprocher afin de pourvoir à sa substitution et définir les conditions de recollement.

## 11.3 DISPOSITIONS GENERALES

### 11.3.1. Dépassement de la puissance souscrite

La puissance souscrite, au-delà de laquelle il y a dépassement, est celle indiquée par le client lors de la signature du contrat pour servir de base à son exécution. Les modalités applicables aux dépassements sont précisées dans la police-type ou le contrat d'abonnement.

Le Concessionnaire ne saura être tenu de faire face aux besoins de dépassement du client si ceux-ci excèdent ses disponibilités ou la capacité de transport ou de transformation des ouvrages existants, ou s'ils dépassent vingt-cinq pour cent (25 %) de la puissance souscrite.

En outre, le client devra au Concessionnaire toutes les dépenses de remise en état du matériel rendue nécessaire à la suite des dépassements de la puissance souscrite.

Toutes modifications du réglage de la puissance souscrite effectuées directement par le client, pour notamment se soustraire aux conditions d'applicabilité des tarifs définis à l'article 11, ou toutes modifications ou opérations visant à modifier le fonctionnement des appareils de mesures, contrôles et comptages effectuées sans l'autorisation préalable du Concessionnaire, seront considérées comme frauduleuses. Les opérations de

remplacement, de réglage, ou toutes autres interventions nécessaires à la remise en conformité de ces appareils et des puissances souscrites, seront à la charge de l'abonné.

### 11.3.2. Energie réactive

Les prix de l'énergie définis ci-dessus s'entendent pour un facteur puissance (cosinus phi) au moins égal à 0,80.

Le contrat d'abonnement prévoit des pénalités lorsque le facteur de puissance est inférieur à 0,80.

Si pour un mois déterminé, le facteur de puissance est inférieur à 0,80, le prix du kWh peut être majoré de 1 % par centième de facteur de puissance au-dessous de 0,80.

Le Concessionnaire n'est pas tenu de fournir de l'énergie à un client dont le cosinus phi est inférieur à 0,60.

### 11.3.3. Egalité de traitement

Le Concessionnaire est tenu, à tous égards et notamment en matière de tarifs, à une stricte égalité de traitement vis-à-vis des clients quels qu'ils soient, au sein d'une même catégorie tarifaire, tel que ces catégories sont définies à l'article 11.2 ci-dessus.

Le Concessionnaire doit établir et tenir constamment à la disposition du public la grille des tarifs en vigueur fixés par l'Autorité Concédante.

## **Article 3.- Création d'un article 12 bis relatif à la vente d'électricité en gros hors du périmètre de la concession**

Il est créé un article 12 bis au Cahier des Charges, rédigé comme suit :

### **« Article 12 bis**

#### **VENTE EN GROS HORS DU PERIMETRE DE LA CONCESSION**

Le Concessionnaire est autorisé à vendre de l'électricité en gros, soit directement aux communes ou groupements de communes exerçant la compétence décrite à l'article 45 du statut de la Polynésie française, soit à leurs délégataires de service public.

Cette électricité est issue des capacités de production intégrées à la concession de Tahiti Nord, ainsi que des achats d'hydroélectricité auprès des tiers.

La facturation de cette électricité (Px) se fera sur la base de trois composantes correspondant respectivement à la Puissance Maximale Majorée (P1), aux charges variables de production (P2) et au coût des matières consommées (combustibles, huiles, urée, énergies d'origine hydraulique) (MC) :

$$Px = P1 + P2 + MC$$

Où :

- **Rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1**

L'obligation faite au Concessionnaire de garantir une Puissance est rémunérée par un terme (P1) résultant du produit de cette Puissance Maximale Majorée exprimée en kW (UPI) par un forfait (FP1).

$$\rightarrow P1 = UPI \times FP1$$

UPI soit 11.425 kW résulte de l'addition de la puissance maximale appelée par le Secosud (PMA), soit 8 360 kW, et de la quote-part du Secosud dans la majoration contractuelle au titre de la garantie de puissance

Cette majoration résulte du produit :

- de la majoration globale sur Tahiti au titre de la garantie de puissance (MGP) soit 29 000 kW au 31 décembre 2015,
- par la part proportionnelle du Secosud (PP) sur le total de l'énergie injectée dans les réseaux de distribution de l'île de Tahiti, soit à titre indicatif 10,57% pour l'année 2014.

Lors de la signature d'un contrat de vente, les données réelles de l'année N-1 seront retenues.

Le forfait FP1 est un forfait déterminé sur la base du coût de revient annuel margé des centrales de Tahiti (hors combustibles et autres charges variables de production), tel que défini à l'article 11-1 du présent Cahier des charges. Il est publié par arrêté en Conseil des Ministres.

• **Autres charges de production : P2**

Montant qui résulte de la multiplication du nombre de kWh produits, mesuré en sortie de centrale (UP2) par un forfait (FP2) couvrant la maintenance des moteurs et le traitement des effluents des centrales.

$$\rightarrow P2 = UP2 \times FP2$$

Le nombre d'unité d'œuvre (UP2) applicable à la facturation du Secosud sera égal au nombre de kWh produits dans la période sur l'île de Tahiti dans la proportion de l'énergie injectée dans le réseau de distribution du Secosud par rapport à l'énergie injectée dans l'ensemble des réseaux de distribution de l'île de Tahiti (concessions Nord et Sud).

Le forfait FP2 est celui défini à l'article 11-1 du présent Cahier des Charges. Il est publié par arrêté en Conseil des Ministres.

• **Matières consommées : MC**

Les matières consommées composées des combustibles, (fioul, gazole, biocarburants) des huiles, de l'urée, et de l'énergie d'origine hydraulique sont refacturées au franc le franc, à due proportion de leur utilisation pour subvenir à la demande de l'acheteur.

La quote-part applicable à la facturation du Secosud est déterminée chaque mois au prorata des kWh en entrée des réseaux de distribution sur l'île de Tahiti avec :

- au numérateur le nombre des kWh livrés au Secosud ;
- au dénominateur le nombre total de kWh livrés aux réseaux de distribution de l'île de Tahiti.

Les modalités détaillées d'application de la formule ci-dessus sont prévues par une convention entre le Concessionnaire et l'acheteur, visée par le Service de Contrôle. »

**Article 4.- Modification de l'article 22 du Cahier des charges relatif à la « Reprise des installations en fin de concession »**

L'article 22 du cahier des charges annexé au contrat de concession est remplacé par les dispositions suivantes :

**« Article 22**

**REPRISE DES INSTALLATIONS EN FIN DE CONCESSION**

**22.1 Biens de production :**

A l'expiration de la concession, l'autorité concédante sera subrogée aux droits du Concessionnaire et prendra possession de tous ouvrages de production faisant partie intégrante de la concession qui lui seront remis gratuitement.

*Une indemnité sera versée au Concessionnaire pour la valeur non amortie des ouvrages établis par ce dernier pendant les dix dernières années de la concession, pour autant que le Concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages, et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement.*

*Il faut entendre par ouvrages établis les biens de premier établissement et la part améliorante le cas échéant des biens de renouvellement.*

*Cette indemnité sera égale au montant des dépenses justifiées par le Concessionnaire, sauf déduction pour chaque ouvrage de 1/10<sup>ème</sup> de cette valeur pour chaque année entière légale écoulée depuis son achèvement.*

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

*Nonobstant les dispositions visées au présent article, si le Concessionnaire justifie qu'à l'expiration de la concession et malgré sa bonne gestion, il s'est trouvé dans l'impossibilité d'amortir en caducité la valeur dûment justifiée des ouvrages faisant partie intégrante de la concession, par suite d'insuffisance des produits de la concession, le montant des annuités d'amortissement de caducité ainsi différées, réévaluées conformément à l'Article 27, lui sera intégralement remboursé par l'Autorité Concédante.*

*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.*

### **22.2 Biens de distribution**

*A l'expiration de la concession, l'autorité concédante sera subrogée aux droits du Concessionnaire et prendra possession de tous ouvrages de distribution faisant partie intégrante de la concession qui lui seront remis en contrepartie du versement d'une indemnité correspondant à la valeur non amortie des ouvrages de distribution pour autant que le Concessionnaire ait contribué au financement de ces ouvrages et dans la proportion de sa participation à leur financement.*

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

*Cet « amortissement », que le Concessionnaire sera autorisé à comptabiliser pour constater de la dépréciation économique d'un ouvrage, correspond à la somme des amortissements techniques et/ou provision pour renouvellement et/ou amortissement de caducité, relatifs au bien considéré.*

*Les Provisions pour amortissement de caducité relatives au réseau de distribution étaient la conséquence de la remise gratuite de ces biens en fin de concession, la modification du contrat ne remet pas en cause les provisions antérieurement comptabilisées.*

*Afin de permettre une réduction durable des charges calculées de la concession, il est demandé au Concessionnaire :*

- *de réaffecter les provisions pour renouvellement utilisées et amortissements de caducité bien par bien.*
- *de réduire la base de calcul de l'amortissement technique de chaque bien, des montants de caducité et de provision pour renouvellement utilisée y affecté.*

*L'inventaire des biens de distribution à remettre au Concédant contre indemnité en fin de concession, établi au 31 décembre 2014, figure en Annexe 6 à l'avenant 17 au présent cahier des charges.*

### **22.3 Programme d'investissement**

*Chaque année, avant le 30 septembre, le Concessionnaire soumettra à l'Autorité Concédante un plan prévisionnel d'investissement distinguant les travaux neufs, les renouvellements et la part d'améliorant, aussi bien pour les moyens de production, que les moyens de la distribution et que le foncier, pour l'année à suivre.*

*Dans chaque cas, l'Autorité Concédante pourra faire valoir ses remarques et effectuer si nécessaire un audit approfondi.*

*Le programme d'investissements pour l'année 2016 est présenté en Annexe 7 de l'avenant 17 au présent Cahier des charges.*

#### **22.4 Mobilier outillage et approvisionnement**

*En ce qui concerne le mobilier et les approvisionnements, l'Autorité Concédante se réserve le droit de les reprendre en tout ou partie.*

*La valeur des objets repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'expert et payée au Concessionnaire dans les mêmes conditions que l'indemnité ci-dessus.*

#### **22.5 Remboursement des consommations garanties non atteintes**

*L'Autorité Concédante sera également tenue de rembourser les pertes résultant, pour le Concessionnaire, de l'exploitation des extensions du réseau mises en service au cours des cinq années précédant la fin de la concession, sur l'initiative de l'Autorité Concédante en application de l'Article 14 ci-dessus.*

#### **22.6 Versement de l'indemnité de fin de concession**

*Les sommes dues au Concessionnaire, en exécution des dispositions qui précèdent, lui seront payées dans les six mois qui suivront l'expiration de la concession.*

*Les versements visés à l'alinéa précédent sont passibles d'un intérêt courant à partir du premier jour du septième mois suivant l'expiration de la concession et calculé au taux de l'Euribor 3 mois + 1 point du mois correspondant, ces intérêts devant être réglés à la même date que le capital.*

*Dans tous les cas, l'Autorité Concédante aura la faculté, sans qu'il en résulte un droit à indemnité pour le Concessionnaire ou une diminution des sommes qui lui sont dues au titre des paragraphes précédents, de prendre pendant les six derniers mois de la concession toutes mesures utiles pour assurer la continuité de la distribution d'énergie en fin de concession, en réduisant au minimum la gêne qui en résultera pour le Concessionnaire. »*

#### **Article 5.- Modification de l'article 23 du Cahier des charges relatif au « Rachat de la concession ».**

Les alinéas 6 et 7 de l'article 23 du cahier des charges annexé au contrat de concession sont remplacés par les dispositions suivantes :

- « 2/ Une somme égale à la valeur non amortie des biens de production établis par le Concessionnaire pendant les dix dernières années de la concession et dans la proportion de sa participation à leur premier établissement, sinon le montant des annuités d'amortissement de caducité éventuellement différées, somme calculée conformément à l'article 22.1.
- 3/ Une somme égale à la valeur non amortie des terrains servant d'assise aux biens de production listés en Annexe 4 de l'avenant 17 au présent cahier des charges, somme calculée conformément à l'article 22.1.
- 4/ Une somme égale à la valeur non amortie des biens de distribution dans la proportion de la participation du Concessionnaire à leur premier établissement, calculée conformément à l'article 22.2. »

#### **Article 6.- Modification de l'article 24 du Cahier des charges, relatif à la « Remise des ouvrages »**

Le 1<sup>er</sup> alinéa de l'article 24 du cahier des charges annexé au contrat de concession est remplacé par les dispositions suivantes :

*« En cas de rachat, ou à l'expiration de la concession, le Concessionnaire sera tenu de remettre, en bon état d'entretien, et après règlement de l'indemnité due au Concessionnaire en application des articles 22 et 23, toutes les installations reprises ou faisant retour au concédant. »*

#### **Article 7.- Modification de l'article 27 du Cahier des charges relatif à la « Réadaptation aux situations économiques ».**

L'article 27 du cahier des charges annexé au contrat de concession est renommé, et remplacé par les dispositions suivantes :

*« Article 27*

**CLAUSE GENERALE DE REVISION DU CAHIER DES CHARGES**

*Pour tenir compte de l'évolution des conditions économiques et techniques et pour s'assurer que l'évolution des coûts réels reste mesurée, le niveau de Revenu Autorisé et la composition des formules d'indexation et d'évolution pourront être soumis à réexamen tous les 3 ans (la première échéance intervenant au plus tôt le 1<sup>er</sup> mars 2017), à la demande de l'une ou l'autres des parties.*

*Seront donc ajustés tous les 3 ans :*

- les forfaits, les pourcentages de présence par métier des différentes natures comptables de charges (charges calculées, Main d'œuvre, Autres charges),*
- le niveau de la Puissance Maximale Majorée telle que définie à l'article 5, si l'évolution de l'appel de puissance nécessite de le revoir. Cet ajustement emportera la révision du forfait associé.*

*Par exception certaines corrections pourront être apportées au 1<sup>er</sup> mars 2016:*

- pour recalculer les pourcentages d'évolution des forfaits sur la définition comptable des charges de personnel (comptes 64).*
- pour corriger le revenu d'exploitation RE de l'écart entre le prévisionnel 2015 et le réalisé 2015 des postes ventes d'énergies (valeur prévisionnelle 2015 : 20 682 131 521) et le terme « CE » (combustible, huiles, urées, énergies renouvelables achetées ou produites par le Concessionnaire, redevance Tep) valeur prévisionnelle 2015 : 9 410 235 499 F)*

*Il sera également procédé à un tel réexamen à tout moment, dans les cas suivants :*

- 1) si la réglementation impose au Concessionnaire d'admettre sur le réseau de distribution publique une quantité d'énergies renouvelables susceptible de remettre en cause l'équilibre technique ou financier du contrat ;*
- 2) si l'ensemble des puissances souscrites ont varié, positivement ou négativement, de plus de 15 % par rapport aux puissances prévues à l'échéancier du compte d'exploitation prévisionnel ;*
- 3) si la puissance maximale appelée de la concession varie, à la hausse comme à la baisse, de plus de 15% par rapport à la dernière valeur retenue d'accord parties ;*
- 4) s'il est demandé au Concessionnaire de substituer aux moyens de production thermiques existants de nouveaux moyens de production, solaires, éoliens, hydroélectriques ou autres.*
- 5) si les périmètres fixés à l'article 1<sup>er</sup> sont modifiés de façon à remettre en cause l'équilibre financier du contrat ;*
- 6) en cas d'évolution importante de la réglementation, notamment en matière d'environnement ;*
- 7) si le montant des impôts, taxes et redevances à la charge du Concessionnaire varie de façon significative ;*

Enfin, les parties ont négocié les présentes clauses de rémunération et de fixation des tarifs issues de l'avenant 17 au présent cahier des charges, en partant du principe que l'imposition de la reprise des amortissements de caducité pourrait être pratiquée au même rythme que leur reprise comptable, de manière lissée sur la durée résiduelle de la concession.

**Article 8.- Modification de l'article 28 du Cahier des charges relatif aux « états statistiques et au contrôle »**

L'article 28 du cahier des charges annexé au contrat de concession est remplacé par les dispositions suivantes :

*« Article 28*

**ETATS STATISTIQUES ET CONTROLE**

*Le Concessionnaire sera tenu de remettre, chaque année, au Service du Contrôle, un compte-rendu statistique de son exploitation. Ce compte-rendu sera établi conformément aux modèles établis par l'Autorité Concédante.*

*Le Service du Contrôle recevra en outre :*

- *chaque mois les états de recettes de la concession ;*
- *chaque année un tableau de synthèse présentant pour la concession et par métier : le Revenu Autorisé, les charges et la marge.*

*L'expression « Service du Contrôle » désigne le Service des Energies, ou tout autre service qui viendrait à lui succéder dans cette tâche par désignation officielle de l'Autorité Concédante.*

#### **Article 9.- Transfert de biens provenant de la concession de transport d'électricité**

Sur demande de la Polynésie française, un transfert d'ouvrages est opéré de la concession de transport de l'énergie électrique sur l'île de Tahiti, à la concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti. La valeur des ouvrages à reprendre est imputée dans les comptes du Concessionnaire qui en assumera l'exploitation et le renouvellement à ses frais. La liste des ouvrages transférés et leur valeur est donnée en Annexe 8 du présent avenant. Le transfert fera l'objet d'une convention tripartite entre les deux concessionnaires et leur autorité concédante commune.

#### **Article 10.- Entrée en vigueur**

Le présent avenant entrera en vigueur au jour de sa parution au Journal Officiel de la Polynésie française,

Toutefois, son article 2, prévoyant la modification de l'article 11 du Cahier des charges n'entrera en vigueur qu'à compter de l'institution d'un mécanisme de péréquation reposant sur un fondement réglementaire, et permettant le maintien de l'équilibre économique actuel des concessions du périmètre du Concessionnaire. Dans l'attente, la grille des tarifs applicable reste unique sur la Polynésie française, de sorte à couvrir le revenu autorisé du Concessionnaire sur l'ensemble de son périmètre actuel, par application des données jointes en Annexe 9, le cas échéant actualisées.

#### **Article 11.- Election de domicile**

Pour la présente convention, les parties font élection de domicile à :

**Présidence de la Polynésie française**  
B.P. 2551, 98713 Papeete – TAHITI  
quartier Broche, avenue Pouvanaa a Oopa  
Email : [capr@presidence.pf](mailto:capr@presidence.pf) <http://www.presidence.pf>

**SA EDT**  
B.P. 8021 , 98 702 Puurai  
TAHITI - Polynésie française  
Email : [edt@edt.pf](mailto:edt@edt.pf) site internet : [www.edt.pf](http://www.edt.pf)

La présente convention est établie en quatre (4) exemplaires originaux comprenant neuf annexes et est exempte de tous droits de timbre et d'enregistrement.

La liste de ces annexes est la suivante :

Annexe 1 : Rendement moyen des unités de production et du réseau de distribution au cours des 5 dernières années.

Annexe 2 : Valeurs des unités d'œuvres et des forfaits de la formule du Revenu Autorisé.

Annexe 3 : Compte d'Exploitation Prévisionnel de la concession

Annexe 4 : Inventaire des terrains remis au Concédant en fin de contrat contre indemnité, et montant de l'indemnité correspondante

Annexe 5 : Tableau des durées de vie contractuelles.

Annexe 6 : Inventaire des biens de distribution remis au Concédant en fin de contrat contre indemnité, et montant de l'indemnité correspondante.

Annexe 7 : Plan Prévisionnel d'Investissements 2016

Annexe 8 : Liste des ouvrages transférés de la concession de transport à la concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti.

Annexe 9 : Forfaits de rémunération et Unités d'œuvres dans le périmètre d'intervention du Concessionnaire

Ces annexes sont telles qu'établies et fournies par le Concessionnaire.

Fait à Papeete, le 29 décembre 2015.

Pour la SA EDT :  
Le président-directeur général (1),  
Grégoire de CHILLAZ.

Le Président de la Polynésie française,  
Edouard FRITCH.

<sup>1</sup> Mention manuscrite « lue et approuvée » avant signature

Annexe 1 : Rendement moyen des unités de production et du réseau de distribution au cours des années 2012 à 2014.

Annexe 2 : Valeurs des unités d'œuvres et des forfaits de la formule du Revenu Autorisé pour EDT NORD

Annexe 3 : Compte d'Exploitation Prévisionnel de la concession

Annexe 4 : Liste des terrains remis au Concédant en fin de contrat contre indemnité, et montant de l'indemnité correspondante

Annexe 5 : Tableau des durées de vie contractuelles.

Annexe 6 : Indemnité de Fin de Concession,

Annexe 7 : Plan Prévisionnel d'Investissements 2016

Annexe 8 : Liste des ouvrages transférés de la concession de transport à la concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti

Annexe 9 : Valeurs des unités d'œuvres et des forfaits de la formule du Revenu Autorisé

Rendements

Annexe 1

	Rendement production			Rendement Distribution		
	nb de litres consommés	Nb de kWh produits sortie centrale	nb de lire par kWh produit	nb de kWh injecté en distribution	nb de kWh vendus	rendement
Tahiti Nord	75 804 867	342 563 543	0,22129	451 529 116	428 453 393	0,94889



## Valeur des unités d'œuvre et forfaits

## Annexe 2

		Nombre d'unités d'œuvres 31/12/2014	Valeur 2015 des forfaits
Production d'énergie Thermique	Garantie de puissance	UPI Nb de MW Garantit	FP1 forfait au MW
	charges directement liés au nb de kWh produits	UP2	FP2 forfait au kWh thermique produit
		UDI	2.630
Distribution	Dispatching	nb de km réseaux HTA	FD1 forfait au km réseaux HTA
	Gestion des réseaux de distribution	586,5 UD2	FD2 157 761
		nb de km réseaux	1 484 900
Gestion Clientèle	Commercialisation	UCI nombre d'abonnés	FC1 forfait par abonné
		50 472	1 164 096 17 042

CEP	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Ventes d'énergie</b>	<b>11 967 919 953</b>	<b>11 986 258 539</b>	<b>11 916 879 493</b>	<b>11 997 359 461</b>	<b>12 092 891 442</b>	<b>12 158 044 775</b>	<b>12 239 184 836</b>
- Revente d'énergie (d'une concession à une autre)	965 828 227	1 002 703 530	1 003 196 231	1 005 260 887	1 009 680 172	1 010 088 216	1 012 523 411
- Revente Dispatching à Secosud	28 957 056,37	29 772 306,10	30 610 608,16	31 472 308,76	32 358 372,27	33 289 381,79	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	991 662 674	1 001 579 200	1 011 594 992	1 021 710 942	1 031 928 051
- Produits travaux immobilisés	881 981 315	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	169 288 666	141 654 611	115 040 555	88 416 500
<b>Total des produits</b>	<b>15 068 886 830</b>	<b>15 193 901 243</b>	<b>15 098 518 717</b>	<b>15 174 782 480</b>	<b>15 268 639 820</b>	<b>15 328 387 708</b>	<b>15 406 322 249</b>
<b>COUT DE PRODUCTION</b>	<b>-8 467 953 752</b>	<b>-8 534 138 355</b>	<b>-8 428 303 292</b>	<b>-8 336 730 928</b>	<b>-8 377 485 893</b>	<b>-8 311 755 549</b>	<b>-8 330 005 795</b>
- 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	-623 188 966	-631 349 511
- Amortissement des actifs de concession	-768 133 667	-761 711 034	-748 949 639	-631 613 017	-630 946 389	-582 553 928	-575 926 615
- Achat combustible et huile	-3 619 979 350	-3 645 801 582	-3 518 453 407	-3 511 426 611	-3 529 422 066	-3 512 551 809	-3 513 133 669
- Achat énergie renouvelable (hydro, solaire,...)	-2 313 244 320	-2 335 798 421	-2 347 937 678	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155
<b>COUT DU TRANSPORT (hors pertes réseau)</b>	<b>-819 561 719</b>	<b>-819 581 719</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>
<b>COUT DU DISPATCHING</b>	<b>-77 301 601</b>	<b>-79 136 917</b>	<b>-81 015 808</b>	<b>-82 737 185</b>	<b>-84 495 138</b>	<b>-86 290 442</b>	<b>-88 123 892</b>
<b>COUT DE DISTRIBUTION (hors pertes réseau)</b>	<b>-2 917 958 081</b>	<b>-2 963 447 285</b>	<b>-2 991 786 045</b>	<b>-3 028 265 666</b>	<b>-3 072 760 065</b>	<b>-3 079 763 062</b>	<b>-3 092 046 677</b>
- Maintenance	-709 227 914	-712 856 936	-704 836 942	-715 042 560	-738 182 232	-716 292 842	-693 703 268
- Conduite et Fonctionnement	-883 603 354	-891 868 328	-890 327 526	-898 087 116	-898 009 820	-898 009 820	-898 009 820
- Amortissement des actifs de concession	17 283 205	2 112 097	-7 179 117	-6 899 107	-1 348 760	-2 879 678	-10 229 672
- Charges sur travaux vendus ou immobilisés	-1 842 410 018	-1 860 834 118	-1 879 442 459	-1 896 236 884	-1 917 219 253	-1 936 391 445	-1 955 755 360
<b>COUT DE L'INTERFACE CLIENTELE</b>	<b>-610 378 667</b>	<b>-621 801 862</b>	<b>-633 480 573</b>	<b>-644 263 377</b>	<b>-655 261 680</b>	<b>-666 479 971</b>	<b>-677 922 831</b>
- Affranchissements	-66 935 649	-67 555 100	-68 179 071	-68 807 594	-69 440 697	-70 078 411	-70 720 786
- Fonctionnement	-543 443 008	-554 246 762	-565 301 502	-575 455 783	-585 820 984	-596 401 560	-607 202 065
<b>COUT DE STRUCTURE ET AUTRES CHARGES</b>	<b>-788 152 580</b>	<b>-798 706 453</b>	<b>-808 054 447</b>	<b>-818 445 142</b>	<b>-828 003 256</b>	<b>-835 372 954</b>	<b>-845 607 726</b>
- Fonctionnement	-821 677 150	-832 989 035	-843 112 849	-854 216 229	-864 499 982	-872 611 592	-883 603 871
- Elements non récurrents (contrepartie F01 à F04)	33 524 570	34 262 582	35 058 402	35 770 086	36 496 726	37 238 637	37 986 145
- Charges financière							
<b>Coût de revient de l'énergie vendue avant péréquation</b>	<b>-13 681 326 389</b>	<b>-13 816 812 591</b>	<b>-13 742 828 602</b>	<b>-13 710 630 736</b>	<b>-13 818 194 469</b>	<b>-13 779 850 416</b>	<b>-13 833 895 358</b>
<b>Résultat avant IS</b>	<b>1 387 560 441</b>	<b>1 377 088 652</b>	<b>1 355 690 114</b>	<b>1 464 151 444</b>	<b>1 460 445 351</b>	<b>1 548 637 292</b>	<b>1 572 426 891</b>
- Impôt sur les sociétés (taux normalif)	-732 631 913	-727 102 808	-715 804 380	-773 071 962	-795 835 145	-817 627 690	-830 241 388
- Taux de l'impôt société	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%
<b>RESULTAT NET par concession</b>	<b>654 928 528</b>	<b>649 985 844</b>	<b>639 885 734</b>	<b>691 079 481</b>	<b>664 610 206</b>	<b>730 909 602</b>	<b>742 185 492</b>
en % des produits	4,3%	4,3%	4,2%	4,5%	4,5%	4,8%	4,8%
<b>RESULTAT DISTRIBUABLE NET</b>	<b>556 689 249</b>	<b>552 487 967</b>	<b>543 902 874</b>	<b>587 417 559</b>	<b>581 918 675</b>	<b>621 273 162</b>	<b>630 857 669</b>
en % des produits	3,7%	3,6%	3,6%	3,9%	3,8%	4,1%	4,1%

## ANNEXE 3

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					
<b>15 502 714 907</b>	<b>15 564 498 462</b>	<b>15 644 757 943</b>	<b>15 763 834 271</b>	<b>15 857 277 988</b>	<b>15 969 492 036</b>	<b>16 100 756 649</b>	<b>16 196 393 092</b>
-8 373 375 916	-8 381 483 257	-8 407 757 714	-8 452 475 724	-8 457 203 938	-8 384 593 130	-8 307 384 142	-8 306 951 767
-1 270 883 688	-1 287 598 158	-1 304 616 326	-1 321 944 385	-1 339 588 663	-1 357 555 618	-1 375 851 846	-1 394 484 079
-639 691 745	-648 199 044	-656 874 852	-665 722 691	-674 746 153	-683 948 907	-693 334 702	-702 907 364
-576 270 921	-576 270 921	-576 270 921	-576 270 921	-571 703 825	-471 334 076	-347 621 429	-336 618 480
-3 531 400 407	-3 514 285 980	-3 514 866 460	-3 533 408 572	-3 516 036 143	-3 516 625 374	-3 535 447 010	-3 517 812 689
-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155	-2 355 129 155
<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>	<b>-800 188 438</b>
<b>-89 996 298</b>	<b>-91 908 487</b>	<b>-93 861 306</b>	<b>-95 855 617</b>	<b>-97 892 302</b>	<b>-99 972 262</b>	<b>-102 096 415</b>	<b>-104 265 701</b>
-3 122 454 374	-3 154 412 241	-3 190 671 857	-3 228 256 113	-3 268 029 812	-3 307 586 763	-3 349 056 079	-3 407 436 029
-703 965 974	-714 424 352	-725 082 448	-735 944 393	-747 014 406	-758 296 793	-769 795 954	-781 516 379
-440 791 564	-449 402 043	-458 193 671	-467 170 289	-476 335 820	-485 694 267	-495 249 720	-505 006 356
-2 383 922	4 480 196	7 620 965	10 025 440	10 838 952	12 478 021	12 824 056	-3 110 489
-1 975 312 913	-1 995 066 043	-2 015 016 703	-2 035 166 870	-2 055 518 539	-2 076 073 724	-2 096 834 461	-2 117 802 806
-689 594 938	-701 501 072	-713 646 110	-726 035 035	-738 672 933	-751 564 999	-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	-993 740 815	-1 037 235 121	-1 078 485 774
-894 686 533	-906 056 175	-917 854 713	-929 678 715	-941 584 795	-957 467 969	-972 290 887	-984 888 598
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
<b>-13 931 526 917</b>	<b>-13 995 990 392</b>	<b>-14 083 614 553</b>	<b>-14 211 365 901</b>	<b>-14 311 155 615</b>	<b>-14 337 646 407</b>	<b>-14 360 676 733</b>	<b>-14 475 460 674</b>
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	-908 652 317
52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%	52,80%
741 600 731	740 335 809	736 859 680	732 765 070	729 769 760	770 231 137	821 317 720	812 280 101
4,8%	4,8%	4,7%	4,6%	4,6%	4,8%	5,1%	5,0%
630 360 622	629 285 438	626 330 728	622 850 310	620 304 296	654 696 466	698 120 062	690 438 086
4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%	4,1%	4,3%	4,3%

## ANNEXE 4

## Inventaire des terrains

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 <sup>2</sup> )	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 la 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 10/06/20018 (n°3, vol. 3376)	Terre TUPAPAUPITI, parcelle S 281.	3.006	168.845.155
					<b>736.089.955</b>

\*Correspond à la valeur d'acquisition, augmentée le cas échéant des frais d'enregistrement, transcription, notaires et autres.

**Durées de vie contractuelles****Annexe 5**

<b>EDT Immobilisations Distribution</b>	<b>Durées de vie</b>
<b>Postes Cabine</b>	
Enveloppe (maçonnée/préfabriquée)	35
Autres composants (Tableau HTA, BT, câbles...)	25
Transformateur	35
<b>Postes Aérien</b>	
Transformateur	30
<b>Poste Source</b>	
Génie civil	40
Transformateur	35
Tableaux HTA, câbles...	25
Autres composants (Contrôle commande, chargeur de batteries, protections...)	15
<b>Organes de coupure réseau aérien</b>	
IAM	15
IAT	15
<b>Télécommande</b>	
Coffret de Télécommande (coffret ITI)	15
Réseau BT Télécommunication (fibre optique)	25
<b>Réseaux</b>	
Poteau BT bois	30
Poteau BT ciment	50
Poteau BT métal	25
Poteau HTA bois	30
Poteau HTA ciment	50
Poteau HTA métal	25
Cable aérien BT (dont branchement aérien)	25
Cable aérien HTA	25
Part non décomposable réseau aérien (armement, isolement et raccordement de l'existant)	25
Cable sous-terrain HT	35
Cable branchement sous-terrain*	35
Part non décomposable réseau souterrain	35
Sous-marin	35
<b>Branchement et comptage</b>	
comptages mono méca	25
comptages TRI méca	25
comptages ZMD méca	25
comptages mono numérique	20
comptages TRI numérique	20
comptages ZMD numérique	30

## Indemnité fin de concession

## Annexe 6

Famille	IFC prévisionnelle sur biens à renouveler	IFC définitive sur biens existants au bilan au 31/12/2014 et non renouvelables	TOTAL IFC prévisionnelle
ARMEMENTS POSTES	6 153 778	4 427 106	10 580 883
ARMEMENTS RESEAUX AERIENS	906 488 050	249 215 862	1 155 703 912
AUTRES COMPOSANTS (DP)	269 494 517	60 534 044	330 028 561
BRANCHEMENT ET COMPTAGE	2 708 514 534	97 839 414	2 806 353 948
CABLE RESEAUX AERIENS	1 109 519 414	68 881 554	1 178 400 968
CARTOGRAPHIE	-	-	-
COFFRET TELECOM (IT)	3 006 727	545 523	3 552 250
GENIE CIVIL DP (TAHITI)	341 834 784	79 213 194	421 047 979
INTERRUPTEURS AERIENS	43 005 664	-	43 005 664
PIECES DE SECURITE	-	-	-
POSTE SOURCE	514 346 778	132 981 571	647 328 349
POTEAUX RESEAUX	2 343 960 880	429 493 105	2 773 453 985
RESEAU SOUTERRAIN	1 690 157 161	64 858 792	1 755 015 953
TELECOM (POSTE DP)	18 186 410	4 160 949	22 347 359
TERRAIN ET AMENAG TERRAIN	-	2 842 635	2 842 635
TRANSFO	404 123 940	116 304 799	520 428 740
Total général	10 358 792 637	1 311 298 549	11 670 091 186

## Programme prévisionnel d'investissements 2016

## Annexe 7

Le programme prévisionnel d'investissements 2016 porte sur les programmes d'extension ou d'amélioration des ouvrages de production et de distribution de la concession EDT Nord.

Ce programme prévisionnel ne comprend pas :

- les opérations de renouvellement des ouvrages
- les investissements liés au transfert de propriété des ouvrages TEP
- 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.

<b>PRODUCTION</b>	<b>106 000 000 XPF</b>	
<b>Bâtiments et aménagement:</b>		
Amélioration de la sûreté de la centrale de Punaruu: Installation d'intérêt vital		PM
Contrôle d'accès, clôture, aménagement de l'entrée:		
Définition et estimation du programme en cours:		
Installation d'extracteur d'air dans les cages d'escalier		5 000 000 XPF
<b>Filière groupes:</b>		
Moteurs WARTSILA : Système de traitement d'eau moteur MWCU		
pour économie de produits de traitement : 2 groupes en 2016		15 000 000 XPF
<b>Filière air:</b>		
Amélioration du réseau air comprimé 7 bars Tranches 1, 2 & 3.		7 000 000 XPF
<b>Filière combustible</b>		
Amélioration circuit combustibles: (pompes transfert, reprise conduite fuel, etc.)		15 000 000 XPF
<b>Filière eau</b>		
Amélioration circuit eau surchauffée (barillet ES, traceur, etc.)		18 000 000 XPF
<b>Filière lubrifiant</b>		
Amélioration pompes de prégraissage		8 000 000 XPF
<b>Filière Environnement</b>		
Poursuite du programme d'amélioration du système de traitement des boues		38 000 000 XPF
pour réduction des quantités ultimes à éliminer		
Mise en place de séparateurs boues et huile sous réserve du fonctionnement nominal du séparateur fuel		
<b>DISTRIBUTION</b>	<b>174 200 000 XPF</b>	
<b>Extension/renforcement des réseaux HTA:</b>		
Poursuite du programme de renforcement/fiabilisation HTA PK21-PK41		35 000 000 XPF
Côte Ouest : Pose câble souterrain entre les PK27 et 31		
Pose nouveaux IAT/IPT (interrupteurs télécommandés)		11 000 000 XPF
Part d'améliorant dans le renouvellement ou enfouissement de câbles HT		10 200 000 XPF
Tronçons Carlton plage et Titiroa		
<b>Extension/renforcement des réseaux BT</b>		
Divers déplacement de réseaux BT		7 500 000 XPF
<b>Extensions à la demande du concédant article 14A</b>		
Estimation prévisionnelle sous réserve des demandes du ministère		50 000 000 XPF
<b>Déplacement des ouvrages à la demande de l'Équipement</b>		
Article 2 budget annuel de déplacements:		10 000 000 XPF
Et suite tronçon Coco's et 2X2 voies Mamao		9 500 000 XPF
Travaux en partenariat : part d'améliorant pris en charge par EDT		10 000 000 XPF
<b>Nouveaux comptages</b>		
Nouveaux comptages		25 000 000 XPF
Equipements de télé-relèves		6 000 000 XPF

Transfert d'équipements INEP

annexe 8

éléments généraux						Apport		
localisation (nord ou sud)	Commune	Type de composant	date de mise en service	durée de vie théorique	date de fin de vie théorique	valeur brute	amortissement (somme au 31/12/2015)	valeur de cession
Nord	ARUE	Bâtiment	01/08/1995	40	01/08/2035	8 039 800	4 106 355	3 933 445
Nord	ARUE	Transformateur	01/08/1995	35	31/07/2030	27 453 635	16 025 186	11 428 449
Nord	ARUE	Transformateur	01/08/2002	35	31/07/2037	30 884 503	11 846 111	19 038 392
Nord	ARUE	Terrain						
Nord	ATIMAONO	Transformateur	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Nord	ATIMAONO	Génie civil	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Nord	PAP. AVAL	Bâtiment	23/12/2010	40	23/12/2050	4 874 000	612 255	4 261 745
Nord	PAP. AVAL	Transformateur	24/12/2010	35	22/12/2045	41 347 823	5 932 725	35 415 098
Nord	PAP. AVAL	Terrain						
Nord	PUNARUU 30 Kv	Bâtiment	01/12/1988	40	01/12/2028	46 378 848	31 420 081	14 958 757
Nord	PUNARUU 30 Kv	Bâtiment	23/12/2010	40	23/12/2050	1 316 970	165 383	1 151 587
Nord	PUNARUU 30 Kv	Bâtiment	23/12/2010	40	23/12/2050	1 861 904	233 810	1 627 494
Nord	PUNARUU 30 Kv	Transformateur	01/12/1988	35	01/12/2023	134 500 000	104 136 164	30 363 836
Nord	PUNARUU 30 Kv	Transformateur	23/12/2010	35	22/12/2045	12 594 718	1 808 118	10 786 600
Nord	PUNARUU 90 Kv	Bâtiment	01/10/2003	40	01/10/2043	29 730 549	9 110 581	20 619 968
Nord	PUNARUU 90 Kv	Transformateur	01/06/2009	35	31/05/2044	119 621 110	22 510 305	97 110 805
Nord	PUNARUU 90 Kv	Transformateur	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Nord	PUNARUU 90 Kv	Fosses nouveaux transfos	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Nord	PUNARUU 90 Kv	Travaux Transfert transfo	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Nord	PUNARUU 90 Kv	Terrain						
Nord	TIPAERUI 30 Kv	Bâtiment	01/11/1988	40	01/11/2028	3 195 456	2 171 378	1 024 078
Nord	TIPAERUI 30 Kv	Transformateur	01/10/1989	35	30/09/2024	128 217 672	96 220 964	31 996 708
Nord	TIPAERUI 30 Kv	Terrain						
Nord	VAIRAATO A	Transformateur	01/03/2005	35	29/02/2040	39 278 029	12 166 197	27 111 832
Nord	VAIRAATO A	Transformateur	01/11/1988	35	01/11/2023	62 768 821	48 745 947	14 022 874
Nord	VAIRAATO A	Transformateur	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
<b>Total Tahiti Nord</b>						<b>692 062 838</b>	<b>367 211 561</b>	<b>324 851 277</b>



Annexe 9

Nombre clients d'actes 31/12/2015

Matière Concessions	Production énergie		Distribution		Gestion Clients HGT Commercialisation nombre d'abonnés
	UFI Garantie contratuelle de puissance	UP2 autres chgs nb de kWh thermiques produits	UDI Dispatching nb de km réseaux HTA	UD2 Gestion réseaux nb de km réseaux poussés	
EDT Nord	11 523	304 594 408	566,5	1 984 903	50 472
EDT Sud	12 010	35 087 018	179,9	554 200	11 306
Moorea	9 945	25 714 451	n/a	397 608	6 184
Tahaa	1 825	7 124 396	n/a	179 571	1 798
Bora-Bora	3 087	6 615 628	n/a	151 594	2 029
Maupiti	10 995	42 850 401	n/a	154 003	2 827
Tapearua	363	1 040 555	n/a	18 240	360
Tumaraa	1 420	5 252 522	n/a	131 840	1 586
Rangiroa	952	3 463 400	n/a	101 825	1 313
Makatea	2 071	7 570 546	n/a	84 861	1 337
Hao	59	32 431	n/a	1 505	42
Tubuai	681	2 386 411	n/a	30 709	430
Auritu	738	2 854 934	n/a	97 682	802
Rimatara	719	2 363 333	n/a	75 781	804
Raiavae	295	625 091	n/a	21 700	291
Upou	354	830 984	n/a	40 555	377
Nuka-Nuka	684	2 299 588	n/a	99 400	786
Mivaao	1 260	3 313 978	n/a	86 630	1 061
Ua-tuka	737	2 360 026	n/a	65 080	828
	292	691 957	n/a	21 340	235
<b>Total</b>	<b>169 944</b>	<b>468 622 760</b>	<b>796,40</b>	<b>3 834 892</b>	<b>55 974</b>

valeurs forfaitaires 2015

Professionnel Concessions	Production énergie		Distribution		Gestion Clients HGT Commercialisation forfait par abonné
	EF1 forfait en MW de puissance garantie	FP2 autres chgs nb de kWh thermiques produits	FD1 Dispatching forfait au km réseaux HTA	FD2 Gestion réseaux forfait au km réseaux	
EDT Nord	22 442	2 630	157 761	1 164 095	17 042
EDT Sud	22 442	2 680	157 761	968 521	13 194
Moorea	25 100	1 540	0	1 041 586	13 825
Tahaa	66 628	1 795	0	436 789	16 533
Boahine	80 006	2 928	0	710 458	14 117
Bora-Bora	44 197	1 694	0	1 352 720	7 377
Maupiti	159 274	1 819	0	1 250 985	13 076
Tapearua	76 277	2 118	0	622 321	19 064
Tumaraa	76 277	2 118	0	587 975	13 333
Rangiroa	39 076	1 708	0	611 516	16 453
Makatea	170 835	5 601	0	1 073 293	11 688
Hao	58 941	2 086	0	1 140 345	16 544
Tubuai	136 976	2 144	0	403 051	14 522
Upou	91 640	4 275	0	603 370	13 916
Rimatara	189 817	3 461	0	489 700	12 350
Raiavae	166 060	6 109	0	395 008	6 195
Ua-pou	103 399	2 312	0	795 534	31 843
Nuka-Nuka	116 498	2 162	0	-109 033	37 769
Biye-qa	337 985	1 141	0	472 147	5 061
Ua-tuka	170 757	8 499	0	14 397 776	287 255
<b>Total général</b>	<b>2 084 827</b>	<b>56 76</b>	<b>315 522</b>	<b>14 397 776</b>	<b>287 255</b>