

# CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ENERGIE ELECTRIQUE DE TAPUTAPUATEA

# CONCLUE ENTRE LA COMMUNE DE TAPUTAPUATEA ET LA SOCIETE ELECTRICITE DE TAHITI

# RAPPORT DU DELEGATAIRE DU SERVICE PUBLIC

Année 2012

### **SOMMAIRE**

### OBLIGATIONS DE SERVICE A LA CLIENTELE

- ➤ Aspects commerciaux
  - 1. Tarifs pratiqués et évolution au cours de l'année 2012
  - 2. Mode de détermination
  - 3. Chiffre d'affaires énergie
  - 4. Autres produits d'exploitation
  - 5. Statistiques de ventes
  - 6. Services offerts à la clientèle
  - 7. Actions en faveur de la maitrise des dépenses d'énergie et de la sécurité des clients
- ➤ Bilan technique
  - 1. Données de Production
  - 2. Qualité de service
  - 3. Qualité-sécurité-environnement
  - 4. Travaux significatifs-Faits marquants

### 2 - DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

- ➤ Bilan et comptes de résultat de la concession
  - 1. Méthodologie et clés de répartition analytique
  - 2. Faits marquants
  - 3. Commentaires
  - 4. Actif, Passif et Résultat de la concession

### 3 - INFORMATIONS SUR LES BIENS IMMOBILISES

- 1. Variation du patrimoine immobilier
- 2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public
- 3. Suivi du programme contractuel d'investissements
- 4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

# 4 - ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

1. Etats des engagements à incidence financière

# **Aspects commerciaux**

### 1°) - Tarifs pratiqués, et évolution au cours de l'année 2012

Tranches tarifaires	Réf	Seuils	janvier à	mars à	mai à	mars à
Trancies tarilaires	Kei	Seulis	février 2011	avril 2011	février 2012	décembre 2012
BT Usage social	TP0	de 0 à 180 kWh				20
BT Usage social	TP1	de 181 à 300 kWh				49,8
BT Usage social	TP2	au dessus de 300 kWh				61,9
BT Usage domestique	P1	de 0 à 300 kWh				30,8
BT Usage domestique	P2	de 301 à 450 kWh				48,8
BT Usage domestique	P3	au dessus de 450 kWh				56,9
BT Usage domestique	P0	de 0 à 150 kWh	17,35	17,69	19,16	
BT Usage domestique	P1	de 151 à 280 kWh	38,75	39,09	40,56	
BT Usage domestique	P2	de 281 à 500 kWh	46,85	47,19	48,66	
BT Usage domestique	P2'	au-dessus de 500 kWh	51,85	52,19	53,66	
BT Eclairage public	P3		32,85	33,19	34,66	35,9
BT Usage professionnel	P4	de 0 à 3000 kWh	38,75	39,09	40,56	42,2
BT Usage professionnel	P4'	au-dessus de 3000 kWh	42,45	42,79	44,26	46,2
MT Tarif jour	P5	de 0 à 16200 kWh	24,65	24,99	26,46	27,6
MT Tarif jour	P6	de 16201 à 48600 kWh	24,65	24,99	26,46	27,6
MT Tarif jour	P7	au-dessus de 48600 kWh	24,65	24,99	26,46	27,6
MT Tarif nuit	P8	de 0 à 9000 kWh	21,1	21,44	22,91	24
MT Tarif nuit	P9	au dessus de 9000 kWh	21,1	21,44	22,91	24
MT Tarif uniforme	P10		36,15	36,49	37,96	39,77

Prime fixe	ACE = 17,70 X
Prime fixe	ACE = 1

### Tarif "Petit consommateur" Usages Domestiques

Prime d'Abonnement = 13,68 X ACE x kVA de puissance souscrite soit : 242 XPF x kVA de puissance souscrite

### Tarif "Classique" Usages Domestiques

Prime d'Abonnement = 20,50 X ACE x kVA de puissance souscrite soit : 363 XPF x kVA de puissance souscrite Tarifs Usages Professionnels et Eclairage public

Prime d'Abonnement = 17,10 x ACE x kVA de puissance souscrite soit : 303 XPF x kVA de puissance souscrite Moyenne tension: Prime d'Abonnement = 912,60 x ACE x kVA de puissance souscrite/An jusqu'à 200 kVA

soit: 16 153 XPF x kVA de puissance souscrite / An Moyenne tension: Prime d'Abonnement = 570,38 x ACE x kVA de puissance souscrite/An au-delà de 200 kVA

soit: 10 096 XPF x kVA de puissance souscrite / An

Taxes	Taux
Taxe municipale	4 XPF/kw
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- cur Redevance Transport	0%

Town wavelete also	4 VDE //
Taxe municipale	4 XPF/kw
TVA	
- sur Énergie	5%
- sur Prime d'Abonnement	5%
- sur Avance Sur Consommation	5%
- sur Redevance Transport	0%

### **Avance sur consommation** P2 = 48,66 XPF

### Tarif Usages Domestiques

- ASC =  $50 \times P2 \times kVA$  de puissance souscrite
- ASC = 2 440 XPF x kVA de puissance souscrite

### Autres Tarif Basse Tension

- ASC =  $100 \times P2 \times kVA$  de puissance souscrite
- ASC = 4 880 XPF x kVA de puissance souscrite

### $2^{\circ}$ ) - Mode de détermination

Les tarifs de vente de l'électricité sont arrêtés par le Conseil des ministres. La dernière actualisation est applicable depuis le mois de mars 2012, en référence à l'arrêté n° 298 à 301 CM du 27 Février 2012, publié au Journal Officiel de la Polynésie française (JOPF).

### 3°) – Chiffre d'affaires énergie

Tranches tarifaires	Réf	kWh vendus	Valeur XPF
BT Usage social 01/03/12	TP0	805 170	16 103 400
BT Usage social 01/03/12	TP1	120 473	5 999 531
BT Usage social 01/03/12	TP2	6 195	383 478
BT Usage domestique 01/03/12	P1	952 089	29 324 581
BT Usage domestique 01/03/12	P2	149 003	7 271 207
BT Usage domestique 01/03/12	P2'	67 068	3 816 194
BT Usage domestique	P0	298 893	5 800 984
BT Usage domestique	P1	135 328	5 490 144
BT Usage domestique	P2	68 968	3 365 095
BT Usage domestique	P2'	16 634	892 580
BT Eclairage public	P3	14 842	515 183
BT Eclairage public 01/03/12	P3	76 692	2 753 255
BT Usage professionnel	P4	125 001	5 077 290
BT Usage professionnel	P4'	27 839	1 235 897
BT Usage professionnel 01/03/12	P4"	562 183	23 724 118
BT Usage professionnel 01/03/12	P4'''	125 573	5 801 473
MT Tarif jour	P5	45 226	1 198 592
MT Tarif jour	P6		
MT Tarif jour	P7		
MT Tarif nuit	P8	23 953	550 017
MT Tarif nuit	P9		
MT Tarif jour 01/03/12	P5	215 230	5 940 352
MT Tarif jour 01/03/12	P6		
MT Tarif jour 01/03/12	P7		
MT Tarif nuit 01/03/12	P8	118 396	2 841 504
MT Tarif nuit 01/03/12	P9		
MT Tarif uniforme	P10		
MT Tarif uniforme 01/03/13	P10		
Régul			
Prépaiement			
Prépaiement hors toti		722 388	23 779 927
Autres (employés)		20 558	60 580
		4 697 702	151 925 382
		Prime fixe	22 705 702
		Ventes H.T.	174 631 084

Prix moyen

37,2 XPF/kWh

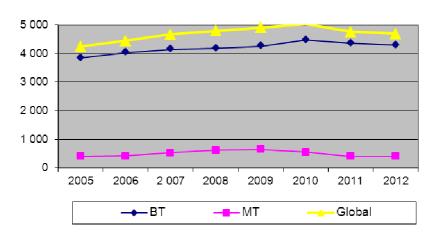
### 4°) – Autres produits d'exploitation

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

Frais de perception de taxe : 377.740 XPF
 Frais de relance, coupure et fraude : 718.380 XPF
 Total 1.096.120 XPF

### 5°) – Statistiques de ventes

### Croissance des ventes de kWh

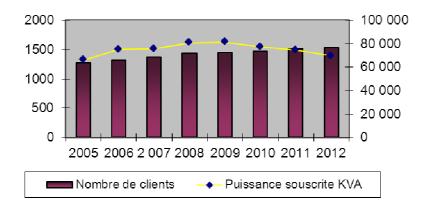


Les ventes d'énergie diminuent de 1,3% en 2012.

Les ventes BT sont en baisse de 1,4 %.

S'agissant des ventes MT, la baisse enregistrée en 2012 s'établit à 0,5%.

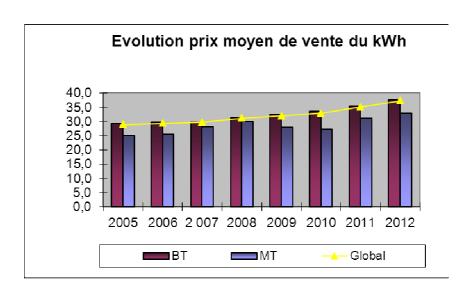
### Nombre de clients et puissance souscrite



La concession compte 1537 clients à fin 2012, en progression annuelle de 2%, dont :

- 1532 clients en Basse tension
- 5 clients en Moyenne tension

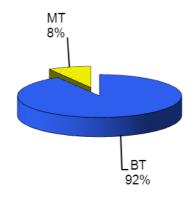
La puissance souscrite s'établit à 69 649 kVA, contre 74 389 kVA en 2011 (-6,4%)



Le prix moyen de vente « hors taxes » du kWh est de 37,2 XPF, dont :

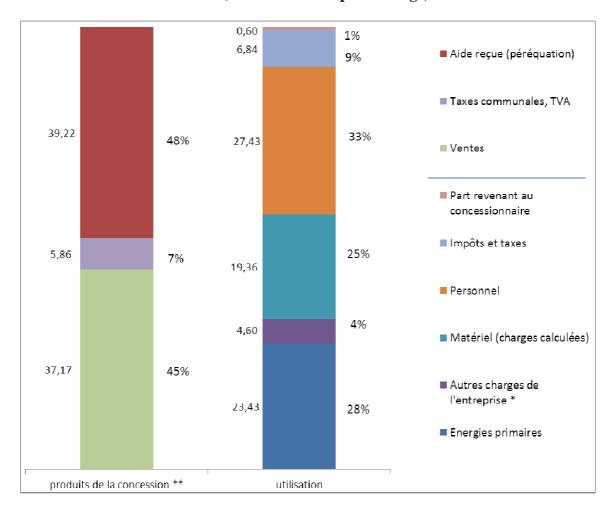
- 37,6 XPF en Basse tension
- 32,9 XPF en Moyenne tension

### Répartition des ventes BT / MT



# Bénéficiaires des sommes facturées aux clients sur Taputapuatea

### 2012 (en F/KWh et en pourcentage)



\*Autres charges de l'entreprise : ce poste comprend les frais de siège, le coût financier, l'interface clientèle, les charges de maintenance & fonctionnement hors main œuvre, etc.

\*\* Dont 43,03 F/KWh (52%) de sommes facturées aux clients

Les sommes facturées aux clients comprennent :

- Le prix de vente HT de l'électricité
- Les taxes communales
- La TVA

### Les impôts comprennent :

- Les taxes communales
- La TVA
- L'IS
- L'IRCM reversé par l'actionnaire sur les dividendes

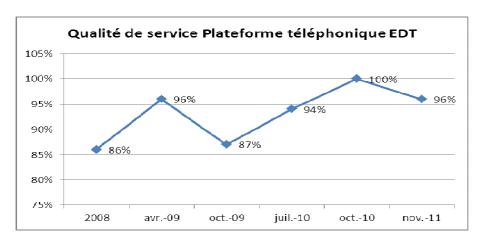
Ne sont pas inclus par simplification, la patente et l'IRCM sur les produits financiers qui figurent dans les « autres charges de l'entreprise »

### Les énergies comprennent :

- Le coût d'achat des énergies fossiles fioul et gazole

### 6°) Services offerts à la Clientèle

### • Activité et Qualité de service au centre d'appel de l'EDT



Le suivi des indicateurs de qualité de service sur l'année passée, confirme le maintien de l'excellence du service d'accueil à la clientèle apporté par le centre d'appel de l'EDT, déjà reconnu au cours des années passées.

Nb	Nb total d'appels		%traités Temps Moyen d'atten		attente	Temps Mo	yen de cor	nversation			
Infos Conseils	Standard	Dépanna ge	Infos Conseils	Standard	Dépanna ge	Infos Conseils	Standard	Dépanna ge	Infos Conseils	Standard	Dépanna ge
49914	17317	7412	87	86	94	0:00:10	0:00:12	0:00:12	0:01:47	0:01:28	0:01:31
	74 643 88			0:00:11			0:01:35				

Le centre d'appel d'EDT qui recueille l'ensemble des appels clients au titre des renseignements commerciaux (N° 86 77 86), ou bien de l'accueil des clients en situation de dépannage (N° 5.4.3.2.1.0) se situe pour le pays, cette année encore, en 2<sup>nde</sup> position en terme de volume d'appels traités et 1<sup>er</sup> en terme de qualité de service offert à la clientèle.

### • Activité de l'agence clientèle EDT en ligne www.agence.edt.pf

Dans le cadre de la modernisation de son offre de service à la clientèle EDT a ouvert depuis Août 2011 son 'Agence en ligne' à destination des clients domestiques et professionnels et des collectivités. La nouvelle agence en ligne d'EDT propose une gestion complète des abonnements d'énergies par les clients, notamment un module de paiement en ligne des factures d'électricité et les services interactifs suivants :

- ✓ Edition des factures
- ✓ Auto relève des compteurs
- ✓ Suivi en temps réel du compte client
- ✓ Réalisation de bilan énergétique
- ✓ Simulation de facture

Cet outil très intuitif propose de manière actualisée l'ensemble des offres de service et d'information disponible auprès de la clientèle. Il est également déployé auprès de l'ensemble des agences clientèle de Tahiti, afin que celles-ci disposent en temps réel des dernières informations commerciales à jour, d'une manière interactive et facilement consultable.

agence.edt.pf	déc-11	déc-12	Cumul 2012
Nb visites reçues	7 856	9 110	108 974
Nb pages déroulées	199 364	283 195	3 373 285
Nb paiements reçus	268	668	6 568
Règlement moyen	34 452	26 525	26 255
Nb autorelève saisies	919	1 894	19 671
Nb clients abonnés supplémentaires	919	193	4 439
Nb clients Abonnés à l'Agence En Ligne	5 380	9 819	9 819

Le nouveau site web recueille depuis son lancement un accueil très favorable et a notamment <u>remporté</u> en Novembre 2011 les trophées du numériques 2011 dans la catégorie « Portail de Service Public »

### • Lancement du service « SMS infos clients »

EDT a lancé depuis Décembre 2011 un nouveau service gratuit d'information par S.M.S à destination de sa clientèle.

Ce service, entièrement gratuit pour les clients souscripteurs, leur permet de recevoir directement sur leur téléphone portable le montant de leur prochaine facture ainsi que les dates de passage des releveurs à leur domicile.

Les clients grands compte et professionnels ont également la possibilité d'être informés au préalable, et par ce mode d'information, des coupures pour travaux d'EDT affectant leur entreprise ou leur collectivité.

L'information est envoyée directement aux clients par SMS, 15 jours avant le passage du releveur, et dès le lendemain de l'émission de la facturation pour l'information relative au solde du compte du client, et une semaine à l'avance pour les coupures pour travaux.



Le client est également informé lors de l'information de son montant facture de la date limite de règlement de celle-ci afin d'éviter d'être relancé.

Ce nouveau service <u>entièrement gratuit</u>, est un grand succès avec plus de 4200 souscriptions reçues en 2012 et un total d'abonné à ce service de 29189 clients à fin décembre 2012, soit 35 % de la clientèle, à peine un an après son lancement.

### • « Mensualisation du montant de la facture »

Afin de pouvoir accompagner les clients d'E.D.T et également afin de pouvoir disposer d'un outil permettant de traiter les réclamations relatives au montant des factures estimées, une offre de Mensualisation des factures a été mise en place en agence.

Les clients d'EDT disposent désormais de 3 modes de facturations de l'électricité : Mode classique avec un relevé tous les 4 mois, l'auto relève et la mensualisation.

La mensualisation est basée sur les modalités appliquées par les distributeurs en métropole : Le client établit avec un conseiller clientèle son profil de consommation type, choisit avec ce dernier le montant de sa mensualité qui est par la suite prélevée 11 mois d'affilé, le 12<sup>ème</sup> mois servant de régularisation en cas d'écart de sa consommation relevée au réel par rapport à la mensualisation choisie.

L'offre de mensualisation vient en aval et complément des 2 années d'accompagnement de nos clients autour des gestes d'économies d'énergie, afin de rassurer les clients d'EDT par rapport au montant de

leur facture dans un contexte difficile de crise économique et de hausses régulières des prix de l'électricité.

Elle devrait permettre d'attirer une plus grande partie de la clientèle vers le prélèvement automatique dont le frein principal par rapport à ce mode d'encaissement est la variabilité de nos factures d'électricité.

# 7°) Actions en faveur de la maitrise des dépenses d'énergie et de la sécurité des clients

### • Pack énergie Eco

E.D.T partenaire historique du salon de l'habitat a profité des 2 éditions 2012 pour proposer au public une offre promotionnelle du 'Pack Energie Eco', qui a rencontré un



Maintenant, 2 solutions

pour vos factures d'électricité

large succès auprès des visiteurs avec plus de **86** packs qui ont trouvé preneur en 3 jours pour un total de **182** Pack énergie Eco vendus au cours de l'année 2012.

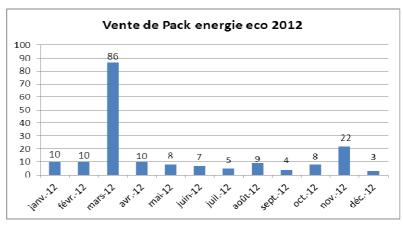
Le pack Energie Eco comprend une offre d'audit personnalisé et gratuit des consommations électrique de l'habitation, un guide pratique détaillé sur les économies d'énergie ainsi qu'un appareil de mesure « Conso-mètre » qui sert pratiquement à mesurer l'énergie électrique consommée par tout appareil électrique branché sur le secteur au travers d'une prise électrique.



PACK ÉNERGIE ÉCO

Le Pack Énergie Éco vous aide à maîtriser votre consommation électrique à l'aide de conseils et d'un bilan énergie.

Le pack énergie Eco aide ainsi les clients à maîtriser leur consommation électrique à l'aide de conseils pratiques et d'outils permettant de réaliser soi-même son bilan d'énergie.



• Opération d'information sur les nouveaux tarifs

applicables « Petits Consommateurs »

Dans le cadre des engagements pris par l'EDT lors de la signature de l'avenant 16 du cahier des charges de la concession, il a été établi puis diffusé au travers d'un mailing individuel à l'ensemble des clients domestiques éligibles de la concession, une information relative au nouveau tarif domestique applicable en cas de consommation inférieure ou égale à 300 kWh par mois : le Tarif Petit consommateur.

Ce tarif vient en substitution de l'ancienne tranche sociale du tarif domestique unique et progressif,

jusqu'alors seul tarif applicable aux consommations électriques des ménages polynésiens. En effet, l'ancien tarif unique domestique faisait en effet bénéficier à l'ensemble de la clientèle l'application de la tranche dite « sociale » applicable sur les 150 premiers kWh facturés.

Cette application extensive auprès des clients de la tranche sociale avait pour effet indirect, un renchérissement des tranches hautes du tarif domestique du fait de la péréquation appliquée entre les différentes tranches tarifaires.



Par ailleurs, au vu de la dégradation économique continue que connait la Polynésie Française, il devenait également nécessaire de proposer un tarif de première nécessité pour l'électricité.

Aussi et afin de pouvoir garantir une application équilibrée de ce tarif, et en l'absence de mécanisme de suivi social en Polynésie française, il a été convenu de limiter son application aux installations modestes en matière d'équipements et de consommations électriques ;

Pour rappel le tarif créé est encadré, à la fois par un seuil de puissance souscrite fixé à 3,3 kVA (15 A en 220 V monophasé), et également par un seuil de consommation mensuelle fixé à 300 kWh par mois

Au-delà de ce niveau de consommation, le P.U applicable devient dissuasif, et le Tarif domestique « classique » redevient économiquement plus intéressant pour le client.

Cette information relayée auprès de l'ensemble des clients et également dans la presse a également été accompagné d'un challenge pour les équipes commerciales afin de convertir le plus rapidement possible nos clients au tarif le plus adapté à leurs usages domestiques.

# Bilan technique

Les coûts de production de la centrale thermique sont répartis sur les deux concessions (Taputapuatea et Tumara'a) au prorata des kWh vendus.

### 1. DONNEES DE PRODUCTION:

La production pour l'année 2012 a subi une baisse de 9,109 GWh en 2012 contre 9,238 GWh en 2011, soit une diminution de 1,4 %.

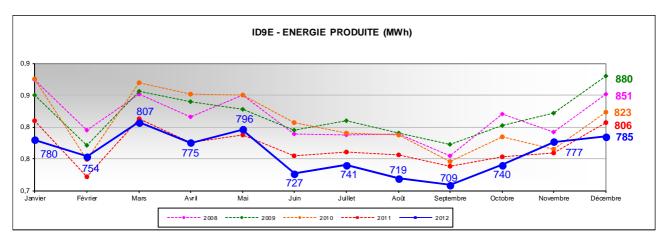
2,40 millions de litres de gazole ont été consommés – soit une diminution de 1,5% par rapport à 2011.

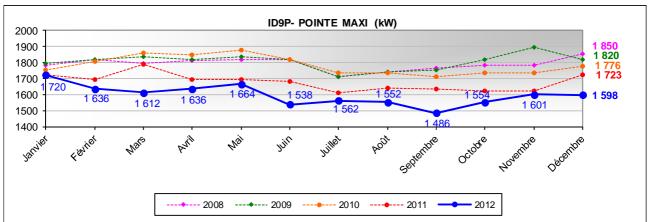
8 013 litres d'huile ont été consommés, contre 7 743 litres en 2011.

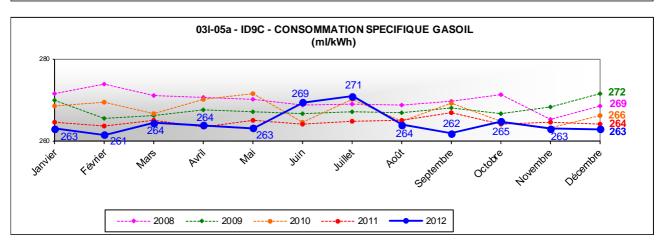
La puissance appelée de pointe est restée stable pour 1720 MW contre 1790 MW en 2011.

RAIATEA PRODUCTION	Mensuelle (kWh)	dont EnR kWh (Electra/EdT)	Pointe Maxi en kWh	Conso gazole (I)	Conso spéc. (ml/kWh)	Conso Huile (litres)				
<u>2012</u>										
Janvier	779 721	0	1 720	205 073	263	758				
Février	753 844	0	1 636	197 105	261	548				
Mars	807 199	0	1 612	213 406	264	666				
Avril	775 325	0	1 636	204 555	264	851				
Mai	795 946	0	1 664	209 437	263	598				
Juin	726 655	0	1 538	195 761	269	634				
Juillet	740 529	0	1 562	200 596	271	690				
Août	719 304	0	1 552	189 869	264	601				
Septembre	708 837	0	1 486	185 558	262	730				
Octobre	740 299	0	1 554	196 011	265	627				
Novembre	776 839	0	1 601	204 336	263	680				
Décembre	784 831	0	1 598	206 352	263	630				
Total en Moyenne	9 109 329	0	1 720	2 408 059	264	8 013				

### Energie produite - Puissance MAXI - Consommation spécifique gasoil





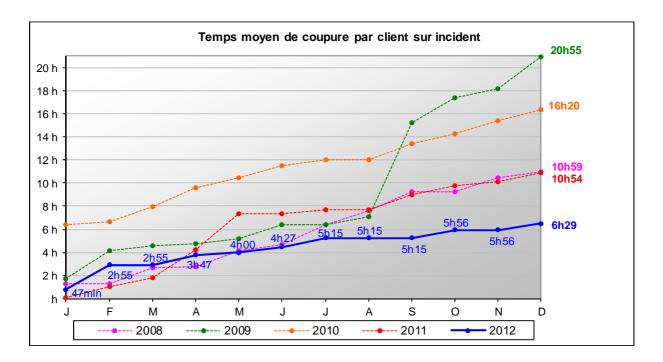


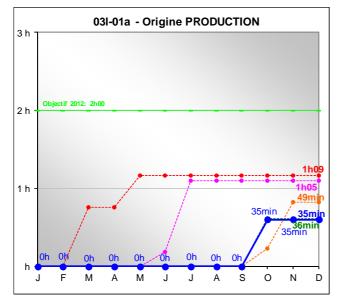
### 2. QUALITE DE SERVICE

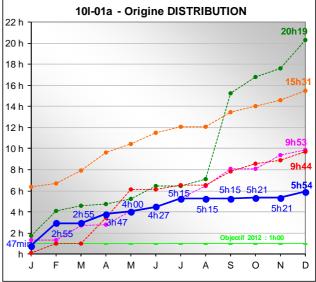
# Bilan des TMCC sur incident (Temps Moyens de Coupure par Client)

La qualité de fourniture de l'énergie est en amélioration par rapport à 2011, avec un TMCC de 06h29'.

TMCC incidents production: 35 mm
 TMCC incidents distribution: 05h24'







### 3. QUALITE - SECURITE - ENVIRONNEMENT

### POI « Plan d'Opération Interne » – pollution – incendie

L'exercice incendie a eu lieu le 26 juin 2012 avec la participation d'un consultant et en présence d'un DPC et du CIS. Ce type d'exercice dit SECUREX est annuel et permet la formation des agents de première intervention, aussi bien pour la commune que pour les agents de la centrale.

Débordement de gazole à la centrale de Faaroa en juillet 2012, par rupture de la durite retour GO du G5, avec simultanément un mauvais fonctionnement de l'EV de sécurité du circuit principale d'alimentation GO, et le non report de l'alarme téléphonique suite à un problème d'acquittement d'alarme la veille sur le système de report d'alarme.

### 4. TRAVAUX SIGNIFICATIFS – FAITS MARQUANTS

Installation de deux selfs sur le réseau pour l'amélioration du cosphi du réseau (réduction du capacitif).

Mise en souterrain de 600 mètres de réseau dans la 'zone mormon'.

Remplacement de 96 supports de réseau HT/BT dans le cadre du programme de maintenance

Travaux de renouvellement des moyens de production avec un groupe P675.

Assistance à la commune de Taputapuatea pour la réalisation du projet de 65 kW d'Opoa (contrat d'assistance au maître d'Ouvrage. Juin 2012 : Obtention de l'autorisation d'exploitation pour l'ouvrage hydroélectrique de Opoa. Réalisation des appels d'offres Lot 1 : réhabilitation de l'aménagement hydroélectrique de Opoa. Lot 2 : aménagement hydroagricole du domaine de Aratao – Opoa) et le projet d'Avera Rahi (études du projet et recherche de financement).

2 – DONNEES COMPTABLES ET FINANCIERES

## Bilan et compte de résultat de la concession

### 1°) – Méthodologie et clés de répartition analytique

### Bilan:

Tous les postes du bilan sont obtenus par une comptabilisation directe par concession à l'exception des comptes fournisseurs ; ceux-ci sont répartis par concession au prorata du chiffre d'affaires dégagé par concession.

Sont placés en hors concession les éléments suivants :

- Les immobilisations financières;
- Les bâtiments de Puurai qui font l'objet d'une « location » aux entités les occupants ;
- Le compte courant du concessionnaire ;
- Les capitaux propres (capital, réserves et RAN).

La différence apparaissant au niveau du bilan de la concession entre ses actifs et ses passifs constitue une situation de trésorerie (excédent ou besoin) portée dans la rubrique « Compte Courant du concessionnaire ».

### Compte de résultat

Les ventes d'énergie correspondent au chiffre d'affaires calculé sur le nombre de kWh réellement vendus par concession.

*Le coût de production* est constitué des charges directes d'achats de matières premières, d'entretien des groupes et centrales, des amortissements et provisions.

La dotation aux amortissements de caducité, calculée par concession sur la valeur des immobilisations est répartie au prorata de celles-ci par processus (production, distribution...).

*Le coût du transport* est composé de la redevance versée au concessionnaire du réseau de transport (TEP) ainsi que de la part des pertes de transport supportées à tort par le distributeur.

Le coût de distribution est constitué des charges directes d'entretien des réseaux, des amortissements et provisions.

Des compteurs installés chez les clients permettent de connaître les pertes cumulées de transport et de distribution en quantité et en valeur, l'absence de compteurs aux bornes du réseau de transport oblige à une répartition arbitraire de ces pertes entre transport et distribution. Ces pertes sont valorisées au coût de l'énergie transportée.

Le coût de l'interface clientèle est constitué des charges de fonctionnement des services de la clientèle (charges salariales, charges d'entretien, loyers, frais de téléphone etc...) ainsi que les dotations ou reprises de provisions relatives aux créances détenues sur la clientèle.

Les frais de siège sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs, ils sont répartis sur les différentes concessions au prorata du nombre d'abonnés.

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 ; cette rémunération est calculée sur la base de l'Euribor (3 mois) de l'exercice considéré lequel est complété d'un "spread" financier.

### Sur 2012:

- le taux moyen de l'Euribor (3 mois) est de : 0,624%
- le "spread" appliqué aux besoins de trésorerie est de + 0,8 point ce qui donne un taux d'emprunt de 1,424%
- le "spread" appliqué aux excédents de trésorerie est de 0,3 point ce qui donne un taux de placement de 0,324%

### Sur 2011:

- le taux moyen de l'Euribor (3 mois) est de : 1,38%
- le "spread" appliqué aux besoins de trésorerie est de + 0,8 point ce qui donne un taux d'emprunt de 2,18%
- le "spread" appliqué aux excédents de trésorerie est de 0,3 point ce qui donne un taux de placement de 1,08%

Le coût de revient complet somme les différents coûts cités ci-dessus, ramené au nombre de kWh vendus, il donne le coût de revient complet du kWh.

### Le résultat net des concessions et la péréquation tarifaire

L'adoption d'un tarif unique pour un ensemble de concessions ou péréquation tarifaire fait que l'équilibre financier du concessionnaire est à considérer dans la globalité de ses concessions (soit 427 MF en 2012 ou 0,70F/kWh vendu); il en ressort que le résultat de chaque concession prise individuellement est égal au produit du nombre de kWh vendu sur son territoire par cette marge unitaire (0,70F en 2012).

Le lien mathématique entre les produits et charges de chaque concession et leur résultat net est assuré par « la péréquation tarifaire » et « l'impôt sur les sociétés ».

- Cette péréquation tarifaire dont l'objet est la mise en place d'une « solidarité intercommunale » se traduit pour les concessions « déficitaires » par l'obtention d'une aide de péréquation. Que l'on retrouve sur la ligne « Péréquation inter-îles ».
- L'Impôt sur les Sociétés est calculé par application au résultat de la concession après péréquation, du taux moyen de l'IS constaté sur les résultats du concessionnaire à savoir 43,15% en 2012 (42,23% en 2011).

### 2°) – Faits marquants

Les éléments les plus notables de l'année 2012 sont les suivants :

- L'exercice 2011 était marqué par une forte dégradation de la marge énergie résultant de la non actualisation de la formule tarifaire à savoir la non répercussion dans les prix de vente des surcoûts liés d'une part au rachat de l'énergie solaire et d'autre part à l'augmentation du prix du fioul à compter du 1er Août.
- A compter du 1er mars 2012, l'avenant 16 au cahier des charges a modifié la formule tarifaire avec notamment :
  - o Mise en place du tarif petit consommateurs
  - o Mise à jour du prix des énergies intégrant le solaire et une nouvelle majoration du prix d'achat des combustibles
  - o Actualisation des coefficients de rendements permettant une restitution au bénéfice des clients des gains réalisés
  - o Un recalage du terme L dit « partage de la croissance »

- Malgré la révision en forte baisse du tarif de rachat du kWh photovoltaïque intervenue en juillet 2011, le développement du solaire s'est poursuivi.
- L'échéancier convenu en 2011 de règlement du protocole transactionnel de novembre 2008 a été respecté par le Gouvernement en 2012. Un total de 500 MXPF reste à percevoir en 2013.
- Au niveau des investissements, tous nos programmes de développement des énergies renouvelables sont à l'arrêt, en cohérence avec les orientations du Ministère de l'Energie. Plus généralement, nous ne percevons aucune réalisation imminente significative indépendante dans ce domaine (avec un doute pour le SWAC du Taaone), faute de schéma directeur clair et de consultations d'entreprises ou d'enquêtes d'utilité publique en ce sens par les autorités.

Nos investissements dans le domaine concédé se sont poursuivis à un niveau significatif, quoiqu'en nouveau retrait par rapport aux années précédentes compte tenu du contexte.

• L'Assemblée de Polynésie française a adopté lors de sa séance du 6 décembre 2012, les lois de Pays n°26 et 27, relatives respectivement aux principes directeurs de l'énergie et à la production d'électricité. Ces textes font l'objet de recours devant le Conseil d'Etat, de la part d'EDT et d'entreprises liées.

### Variation du prix achat des hydrocarbures

	Prix du Fioul	Prix du Go Tahiti	Prix du Go Iles	Arrêté CM
Jusqu'au 30/06/ 2008	38,680	56,200	40,000	Arrêté 773 Cm du 14/09/05
Acpt du 01/07/2008	53,740	77,270	54,240	arrêté 678 CM du 26/06/08 (simultané avec avenant 14 du 30/06/2008
Acpt du 02/2009	39,157	56,158	54,458	arrêté 226 CM du 06/02/09 (simultanée avenant 15 du 01/02/2009)
Acpt du 01/08/2009	44,157	58,458	60,158	arrêté 1205 CM du 29/07/09
Acpt du 08/2010	54,157	68,458	70,158	arrêté 1246 CM et 1248 CM du 28/07/10
Acpt du 05/2011	61,157	77,158	75,458	Arrêté 0544 & 0546 CM du 21/04/11
Acpt du 08/2011	62,836	78,837	77,137	Arrêté 1084 & 1087 CM du 27/07/11
Acpt du 03/2012	64,336	80,337	79,137	Arrêté 298 à 301 CM du 27/02/2012

### Variation du prix de référence de vente de l'électricité

	Prix réf.	ACE	CM / Avenant
Jusqu'au 30/06/ 2008	29,02	16,12	Arrêté 774 CM du 14/09/05
Acpt du 01/07/2008	32,48	16,54	Avenant 14 du 30/06/08 - Convention N°80229
Acpt du 02/2009	30,98	17,17	Avenant 15 du 06/02/09 - Convention N°90056
Acpt du 01/08/2009	31,89	17,25	Arrêté 1207 CM du 29/07/09
Acpt du 08/2010	33,33	16,73	Arrêté 1249 CM du 28/07/10
Acpt du 03/2011	33,67	17,03	Arrêté 0225 CM du 24/02/11
Acpt du 05/2011	35,14	17,03	Arrêté 0547 CM du 21/04/11
Acpt du 08/2011	35,49	17,03	absence d'actualisation
Acpt du 03/2012	35,96	17,70	Avenant 16 du 16/03/12 - Convention N°1455

### 3°) – Commentaires

Après un exercice 2011 fortement dégradé, 2012 est revenu à un niveau de performance proche de de 2010.

Les ventes diminuent de (-1,3 %) en volume passant 4,76 GWh à 4,69 GWh en 2012 alors que le chiffre d'affaires augmente de (+4,5%) soit 175 MF.

- Le prix moyen de vente ressort à 37 ,2 F/kWh contre 35,09 F/kWh en 2011, soit une progression de 6% suite aux ajustements tarifaires de mars 2012.
- Le cout de l'énergie par kWh produits en thermique évolue à la hausse passant de 19,22 F/kWh produit en 2011 à 20,59 F en 2012 soit (+7%) du fait de l'augmentation du coût du combustible (+ 2 XPF pour le gasoil).

La marge énergie augmente de (+1,9 MF), cette hausse s'analyse en 2 effets:

- Effet volume résultant du nombre de KWh produit de (- 0,6 MF)
  - Baisse du CA à tarifs constant: 2,2 MF
  - Baisse de la charge combustible à prix constant : + 1,6 MF
- Effet prix lié à la variation des tarifs de vente d'énergie et d'achat (+2,5 MF)
  - Augmentation des ventes : + 10 MF
  - Hausse du prix des combustibles: 7,5 MF

Les autres charges varient ainsi :

- (+15 MF) de charge de production, liées d'une part à la sous-traitance et d'autres part à la main d'œuvre.
- (+5 MF) de charges calculées dont :
  - 4 MF sur la distribution, essentiellement lié aux dotations aux provisions pour renouvellement ;
  - +9 MF sur la production liée aux dotations aux amortissements techniques.
- (-18 MF) de charge de clientèle, dont -14 MF liés au coût de la main d'œuvre.
- (-1,6 MF) de charges financières
- (-3 MF) de frais de siège

Le résultat avant péréquation et impôt s'élève à - 177 MF.

Après péréquation tarifaire la quotepart de résultat net d'impôt liée à la concession de Taputaputea s'élève à +3,3 MF (0,70Fx 4.697.702 kWh vendus).

# $4^{\circ})$ – Actif, Passif et Résultat de la concession

ACTIF	Taputapua	Taputapuatea - Faaroa			
ACTIF	2012	2011			
Immobilisations concédées	1 217 292 743	1 211 054 661			
Immobilisations privées	58 725 671	56 341 229			
Immobilisations financières					
Immobilisations en-cours	13 485 851	40 478 071			
Avances et acomptes					
Total immobilisations brutes	1 289 504 265	1 307 873 961			
Amortissements et provisions	-421 957 972	-404 550 852			
Immobilisations nettes	867 546 293	903 323 109			
Stock	32 348 488	31 799 026			
Créances clients	41 090 961	39 452 159			
Autres créances	2 555 621	5 971 310			
Charges constatées d'avance					
Provisions pour dépréciation	-321 989	-72 140			
Stock et créances nets	75 673 081	77 150 355			
Placements et trésorerie					
Compte courant du concessionnaire					
TOTAL ACTIF	943 219 374	980 473 464			

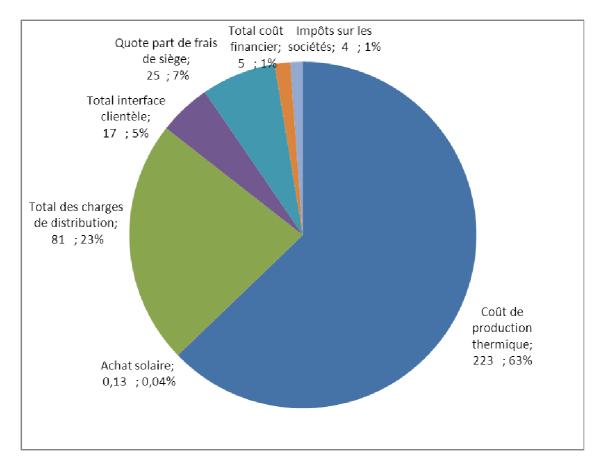
PASSIF	Taputapuatea - Faaroa		
PASSIF	2012	2011	
Capital			
Réserves			
Report à nouveau			
Résultat	3 298 828	1 560 832	
Capitaux propres	3 298 828	1 560 832	
Droits des tiers et concédants	80 188 440	83 235 826	
Caducité et provision pour renouvellement	500 069 264	459 974 969	
Autres provisions	9 337 598	469	
- PIDR	9 337 598	469	
- Autres provisions			
Provision pour risques et charges	509 406 862	459 975 438	
Compte courant du concessionnaire (emprunt)	279 406 107	361 799 384	
Emprunts et dettes financières - Emprunts			
- Soldes créditeurs de banque			
Clients - avances sur consommation	11 567 500	11 690 693	
Fournisseurs	31 411 287	45 938 445	
Dettes fiscales et sociales	27 940 351	16 272 845	
Autres dettes			
Produits consatés d'avance			
Emprunts et dettes	70 919 138	73 901 983	
TOTAL PASSIF	943 219 374	980 473 464	

	Taputapuatea - Faaroa	
COMPTE DE RESULTAT PAR CONCESSION	2012	2011
	<u> </u>	-
Ventes d'énergie	174 631 084	167 037 746
nombre de kWh vendus	4 697 702	4 760 785
prix moyen	37,17	35,09
		•
Production Thermique du concessionnaire		
Nb de kWh produits (nets de consommations internes)	5 339 291	5 426 652
Energie	-109 941 330	-104 320 401
Maintenance et fonctionnement	-69 556 501	-54 608 918
Amortissement des actifs de concession	-43 745 113	-34 912 352
Coût de production	-223 242 944	-193 841 670
Coût de l'énergie / kWh produit	-20,59	-19,22
Coût de production / kWh produit	-41,81	-35,72
Production du concessionnaire		
Nb de kWh	5 339 291	5 426 652
Coût de production	-223 242 944	-193 841 670
Coût / kWh	-41,81	-35,72
Energie à l'entrée des postes sources		
Nb de kWh livrés	5 339 291	5 426 652
Coût d'achat	-223 242 944	-193 841 670
Coût / kWh	-41,81	-35,72
Energie sortant des postes sources		
Nb de kWh sortis des postes sources	5 339 291	5 426 652
Coût de l'énergie injectée sur le réseau de distribution	-223 242 944	-193 841 670
Coût / kWh	-41,81	-35,72
Livraisons directes sur le réseau		
Achats producteurs solaires		
Nb de kWh achetés	2 853	797
Coût d'achat	-128 764	-35 863
Coût / kWh	-45,13	-45,00
Total énergie injectée en distribution		
Nb de kWh	5 342 144	5 427 449
Coût de l'énergie à l'entrée de la distribution	-223 371 708	-193 877 533
Coût / kWh	-41,81	-35,72
Pertes de distribution		
Nb de kWh perdus	644 442	666 664
En % de l'énergie entrante	12,06%	12,28%
Coût des pertes de distribution	-26 946 145	-23 814 355

COMPTE DE RESULTAT PAR CONCESSION	Taputapuat	Taputapuatea - Faaroa		
COMPTE DE RESULTAT PAR CONCESSION	2012	2011		
Energie livrée aux compteurs				
Nb de kWh	4 697 702	4 760 785		
Coût de l'énergie distribuée	-196 425 563	-170 063 178		
	<b>1</b>			
Distribution				
- Maintenance et Fonctionnement	-33 710 586	-30 413 214		
- Amortissement des actifs de concession	-47 188 980	-51 147 662		
Total des charges de distribution	-80 899 566	-81 560 876		
Par kWh vendu	-17,22	-17,13		
	1	<u> </u>		
Interface clientèle		, , <u>-</u>		
- Produits accessoires à l'énergie (perception de taxes, relances, coupures)	1 096 120	1 154 713		
- Affranchissements	-196 676	-1 065 997		
- Fonctionnement	-18 225 185	-35 632 410		
Total interface clientèle	-17 325 741	-35 543 694		
Par kWh vendu	-3,69	-7,47		
Coût brut de l'énergie livrée aux clients	-321 597 015	-310 982 103		
Par kWh vendu	-68,46	-65,32		
	1	1		
Frais de siège (quote part activités concédées)	-24 709 031	-27 910 245		
Par kWh vendu	-5,26	-5,86		
	1	1		
Total coût financier	-5 151 010	-6 720 437		
Par kWh vendu	-5 151 010 -1,10	-6 720 437 -1,41		
Fai kwii veilau	-1,10	-1,41		
Coût de revient total de l'énergie vendue avant péréquation	-351 457 056	-345 612 785		
Par kWh vendu	-74,81	-72,60		
T al KVIII Vollad	7 4,0 1	12,00		
Péréquation inter îles	184 233 194	182 559 669		
Par kWh vendu	39,22	38,35		
. a. m. ronad		22,00		
Impôts sur les sociétés	-4 108 395	-2 423 798		
milpote dal los desicios	30 000			
Résultat net par concession	3 298 828	1 560 832		
Par kWh vendu	0,70	0,33		
	٠,.٠	,		

# Synthèse de la répartition des coûts – TAPUTAPUATEA

# 2012 (en MF et en %)



2	INICODIA	TIONS	CIID	LES BIENS IMMOBILIS	CITC
<b>J</b> –			$\mathbf{JUN}$	TARA DIRINA HVIVICADITAR	מעוכ

### 1. Variation du patrimoine immobilier

	2011	Acquisition	Cession	2012	
Production	589 219 433	18 524 743	43 072 575	564 671 601	(1)
Distribution	621 835 228	67 625 469	36 839 555	652 621 142	(2)
Total	1 211 054 661	86 150 212	79 912 130	1 217 292 743	

### (1) dont 19 MF de renouvellement de deux groupes P625 par un P675

### (2) dont 48 MF de réseaux

Les acquisitions sur l'exercice 2012 s'élèvent à 86 MF :

- 19 MF au niveau de la production liées aux groupes ;
- 68 MF au niveau de la distribution dont 48 MF de réseaux, 8 MF de branchement, etc...

### Les diminutions s'élèvent à 80 MF:

- 43 MF liées au processus de production, lié au groupe
- et 37 MF de cession liées au processus distribution, liés à 90 % au réseau aérien et à 10 % de branchement et comptage, etc. ...

Les immobilisations en cours du domaine concédé s'établissent à 13 MF, en baisse de 28 MF par rapport à 2011 dont 14 MF liées à la fin de la mise en souterrain de la zone Porlier et 12 MF d'études liées à la centrale.

# 2. Situation des biens et immobilisations nécessaires à l'exploitation du service public

	Date de			
Ets	Site	Composants	mise en	Valeur Brute
			service	
25	X25	AMENAGEMENT TERRAIN TAPU	01/04/2003	18 728 800
25	X25	AMNGT ESPACE VERT TAPU	01/01/2004	2 735 000
25	X25	AGENCEMENT TERRAIN	01/01/2010	230 954
25	X25 X25	CONST ATELIER MAINT TAPU	01/01/2004	29 563 263
25 25	X25 X25	GENIE CIVIL CENTRALE TAPU BATIMENT FAAROA TAPU	01/01/2004 01/01/2004	89 597 653 -
25	X25	STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	3 047 447
25	X25	AGENCEMENT CENT FAAROA	01/01/2010	1 073 020
25	X25	R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	165 000
25	X25	AGENCT BAT FAAROA	01/09/2011	1 976 270
25 25	X25	FG WILSON P250HE FAAROA S	12/10/2006	8 778 846
25	X25 X25	GPE QST30 CUMMINS FAAROA GPE QST30 CUMMINS FAAROA	01/07/2010 01/07/2010	53 570 861 53 570 861
25	X25	FG WILSON P675 FAAROA	20/08/2009	19 844 961
25	X25	FG WILSON P675 FAAROA	07/07/2010	19 341 049
25	X25	FG WILSON P675 FAAROA	02/02/2010	20 337 267
25	X25	FG WILSON P675 FAAROA	23/05/2012	18 330 286
25	X25	GPE QST30 CUMMINS FAAROA	01/01/2010	58 524 176
25 25	X25 X25	FILIERE FAAROA TAPU STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	01/01/2004 09/08/2006	232 503
25	X25	COMB. F&P GRPE QST30 RAIA	01/01/2010	3 759 606
25	X25	COMB.F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	4 495 355
25	X25	THOKEIM SATAM 24M3/H TAPU	01/01/2011	1 379 250
25	X25	FIL COMB F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	2 328 589
25	X25	FIL COMB REFONTE FAAROA	01/08/2011	5 160 438
25 25	X25	EAU F&P GRPE QST30 RAIATE	01/01/2010	319 764 3 945 679
25 25	X25 X25	EAU-F&P QST30 FAAROA FIL EAU F&P QST30 FAAROA	01/07/2010 30/04/2011	2 043 857
25	X25	SECTIONNEMENT TGBT FAAROA	01/06/2005	10 469 575
25	X25	ENERGIE F&P GPE QST30 RAI	01/01/2010	6 532 940
25	X25	R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	11 689 175
25	X25	ENERGIE-F&P QST30 FAAROA	01/07/2010	6 570 770
25	X25	SUPERVISION GE SEPAM ITI	01/01/2011	7 704 553
25 25	X25	FIL ENER F&P QST30 FAAROA	30/04/2011	3 567 849
25 25	X25 X25	LUB F&P GRPE QST30 RAIATE REHAUSSE CHEMINEES CENT	01/01/2010 16/12/2008	149 376 6 147 604
25	X25	ENVT F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	2 135 850
25	X25	CORPS FILTRANT FAAROA	01/05/2010	738 971
25	X25	ENV.F&P QST30 FAAROA-RAI	01/07/2010	3 945 678
25	X25	FIL ENVT F&T QST30 FAAROA	30/04/2011	2 043 857
25	X25	FIL ENVT REFONTE FAAROA	01/08/2011	2 532 032
25 25	X25 X25	FILIERE ENVT STOCKAGE PROTECTION INCENDIE TAPU	01/09/2011 01/01/2004	3 558 180 10 473 063
25	X25	INSONORISAT.FAAROA TAPU	01/01/2004	15 374 940
25	X25	STOCKAGE GASOIL CENT TAPU	09/08/2006	494 402
25	X25	EXTINCT AUTO PROTECTION	01/05/2008	5 235 048
25	X25	MIS.OEUVR.NEW SSI EXTINC°	30/07/2009	13 955 320
25	X25	SECU F&P GRPE QST30 RAIAT	01/01/2010	84 651
25	X25	MOTOPOMPE INCENDIE FAAROA SECU F&P OST30 GPE FAAROA	01/02/2010	338 687
25 25	X25 X25	FIL SECU F&P QST30 GPE FAAROA	01/07/2010 30/04/2011	543 677 281 624
25	X25	FIL SECU REFONTE FAAROA	01/08/2011	1 318 993
25	X25	INST EVENTS CENT FAAROA	01/04/2012	194 457
25	X25	REALISATION ZONE STOCKAGE	01/07/2005	24 693 351
25	X25	R25901-EXT HT&TRANSFO TAP	01/06/2010	816 223
25 <b>25</b>	X25	CESSION CENTRALE TAPUTAPUATEA TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA		564 671 601
25	X25	AUT.COMP.DP MARTIN AVERA	01/05/2010	62 290
25	X25	TRANSFO DP MARTIN AVERA	01/05/2010	571 820
25	X25	TRANSFO TAPU 89	01/01/1989	3 380 087
25	X25	TRANSFO TAPU 91	01/01/1991	84 176
25	X25	TRANSFO TAPU 94	01/01/1994	1 792 319
25	X25	TRANSFO TAPU 95	01/01/1995	1 207 665
25 25	X25 X25	TRANSFO TAPU 96 TRANSFO TAPU 97	01/01/1996 01/01/1997	1 312 775 1 595 378
25	X25	TRANSFO TAPU 98	01/01/1997	2 344 198
25	X25	TRANSFO TAPU 2001	01/01/2001	514 185
25	X25	TRANSFOS CP TAPU 2005	01/07/2005	465 526
25	X25	TRANSFO POSTE CP DP TAPU	01/07/2006	556 262
25	X25	POSTE DP61 FAAROA TAPU	15/06/2007	977 838
25 25	X25	TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU	08/07/2008 08/07/2008	1 501 944
25 25	X25 X25	TRANSFO ZONE HOTOPU TAPU TRANSFO VALLEE FAAREPA	31/05/2010	1 432 199 2 204 604
25	X25	RENFORC POSTE P1061 TAPU	01/01/2011	827 747
25	X25	TRANSFO P1061 HAMOA TAPU	01/01/2011	554 069
25	X25	CREATION POSTE AVERA TAPU	01/01/2011	1 567 005
25	X25	CREAT TRANSFO AVERA TAPU	01/01/2011	556 866
25	X25	RENFORC POSTE P1052 TAPU	01/01/2011	1 292 651
25	X25	TRANSFO P1052 AVERA TAPU	01/01/2011	547 578

		Date de			
	Ets	Site	Composants	mise en	Valeur Brute
-	25	X25	TRANSFO Q7051 PORLIER TAP	<b>service</b> 01/01/2012	1 847 672
	25	X25	TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 322 632
	25	X25	TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 322 632
	25 25	X25 X25	POSTE TAPU 1990 POSTE TAPU 94	01/01/1990 01/01/1994	3 388 241 305 152
	25	X25	POSTE TAPU 95	01/01/1994	142 101
	25	X25	POSTE TAPU 97	01/01/1997	267 892
	25	X25	POSTE TAPU 98 POSTE TAPU 2001	01/01/1998	3 952
	25 25	X25 X25	POSTE TAPU 2001 POSTE TAPU 2002	01/01/2001 01/01/2002	3 571 643 1 280 411
	25	X25	POSTE TAPU 2003	01/01/2003	2 238 312
	25	X25	MINI SUPERVISION RAIATEA	31/03/2005	3 951 572
	25 25	X25 X25	SUPERVISION TAPUTAPUATEA POSTE DP TAPU 2008	01/07/2006 01/07/2008	1 090 380 757 860
	25	X25	AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 818 465
	25	X25	AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 818 465
	25 25	X25 X25	POSE IAT POSTE DP TAPUTAP POSE IAT BOUCLAGE HOTOPU	01/01/2005 08/07/2008	734 444 223 230
	25	X25	REMPL DDR P108B/NULEC	01/01/2012	3 382 600
	25	X25	RES.AERIEN TAPU 91	01/01/1991	23 442 535
	25 25	X25 X25	RES.AERIEN TAPU 92 RESEAUX TAPUTAPUATEA 1992	01/01/1992 01/01/1992	5 786 130 12 088 520
	25 25	X25	RES.AERIEN TAPU 93	01/01/1992	7 680 950
	25	X25	RES.AERIEN TAPU 94	01/01/1994	3 200 975
	25	X25	RES.AERIEN TAPU 95	01/01/1995	47 188 475
	25 25	X25 X25	RES.AERIEN TAPU 96 RESEAUX TAPUTAPUATEA 1996	01/01/1996 01/01/1996	1 309 797 1 895 489
	25	X25	RES.AERIEN TAPU 97	01/01/1997	12 124 409
	25	X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 1997	01/01/1997	252 359
	25 25	X25 X25	RES.AERIEN TAPU 98 RESEAUX TAPUTAPUATEA 1998	01/01/1998	9 413 277
	25 25	X25 X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 1998	01/01/1998 01/01/1999	1 432 559 918 118
	25	X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 1999	01/01/1999	481 997
	25	X25	RES.AERIEN TAPU 2000	01/01/2000	4 889 308
	25 25	X25 X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000 RESEAUX TAPUTAPUATEA 2000	01/01/2000 01/01/2000	6 689 383 22 401 500
	25	X25	RES.AERIEN TAPU 2001	01/01/2000	1 255 237
	25	X25	RES.AERIEN TAPU 2002	01/01/2002	2 123 744
	25 25	X25 X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002 RESEAUX TAPUTAPUATEA 2002	01/01/2002 01/01/2002	2 296 317 6 007 883
	25	X25	RES.AERIEN TAPU 2003	01/01/2002	7 398 356
	25	X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003	01/01/2003	1 445 664
	25 25	X25 X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2003 RESEAU BTA CENTRALE TAPU	01/01/2003	1 232 726 6 135 200
	25 25	X25 X25	RESEAU BTA TAMAITITAHIO	01/01/2004 30/06/2004	1 593 525
	25	X25	RESEAU BTA TERIITEMOEHAA	30/06/2004	251 564
	25	X25	RESEAU CP41906 2004 TAPU	01/07/2004	739 668
	25 25	X25 X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004 RESEAUX TAPUTAPUATEA 2004	01/07/2004 01/07/2004	4 518 536 622 352
	25	X25	RESEAU BTA FAAROA TETUIRA	10/09/2004	84 423
	25	X25	RESEAU BTA FAAROA TRIIPAI	10/09/2004	100 211
	25 25	X25 X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005 RESEAUX TAPUTAPUATEA 2005	01/06/2005 01/06/2005	1 780 434 67 231
	25	X25	RESEAUX CP 51906 2005TAPU	01/06/2005	245 571
	25	X25	RESEAUX HTA/BTA COM TAPU	02/07/2005	3 988 920
	25	X25	EXT BTA ATENI PASCAL RAI	17/01/2006	154 224
	25 25	X25 X25	RESEAU BTA TAPUTAPUATEA RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	31/03/2006 01/07/2006	60 320 346 031
	25	X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	4 737 669
	25	X25	RESEAU 15% EXT TAPU 06	01/07/2006	548 803 1 716 701
	25 25	X25 X25	EP COMMUNE TAPUTAPUATEA EXT RES OT BONNO TAPUTAPU	01/01/2007 08/01/2007	1 716 791 961 157
	25	X25	RESEAUX QTIER MAIRAU FAAR	15/06/2007	1 043 186
	25	X25	RESEAUX FAAROA TAPU	15/06/2007	1 819 418
	25 25	X25 X25	RESEAUX CP TAPUTAPU 2007 RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007 01/07/2007	10 537 974 1 199 390
	25	X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	3 551 761
	25	X25	15% QUOTE PART EDT 2007	01/07/2007	442 602
	25	X25	RESEAUX QTIER MOU KAM TSE	21/09/2007	217 976
<b>+</b>	25 25	X25 X25	DPLCT RES STATO POMPAGE	21/09/2007 04/10/2007	105 092 444 393
ľ	25	X25	RESEAU 2008 CONCEDANT	01/01/2008	36 480
	25	X25	6 DOSSIERS PRIS EN CHARGE	29/02/2008	1 057 407
F	25 25	X25 X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2008 RESEAUX 2008 TIERS	01/07/2008 01/07/2008	38 506 627 1 781 581
r	25 25	X25	EXT.EP ARATOA/FAAROA/OPOA	01/07/2008	2 620 335
	25	X25	BRCHMT CPTEUR EP S/POTEAU	01/01/2009	452 981
F	25 25	X25 X25	RESEAUX TAPUTAPUATEA 2009 EXT.BTA ALIM.FAAROA QTIER	01/07/2009 02/10/2009	6 389 664 137 923
<b>!</b>	25 25	X25 X25	RESEAUX 2009 CONCEDANT	02/10/2009	413 069
	25	X25	RESEAUX 2009 TIERS	01/12/2009	3 346 532
ſ	25	X25	DEPL.POST.P1021/RENF.CABL	20/12/2009	3 071 767

Ets	Site	Composants	Date de mise en service	Valeur Brute
25	X25	CONF HT/BTA ZONE P2111	01/01/2010	2 421 668
25	X25	EXT BTA QT TEINAURI CINDY	01/01/2010	121 950
25	X25	EXT BTA OT TIITAE AUGUSTE	01/01/2010	143 125
25	X25	EXT BTA QT PORUTU ELISABE	01/01/2010	148 253
25	X25	EXT HT/BTA VALLEE FAAREPA	31/05/2010	2 442 666
25	X25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2010	8 029 195
25	X25	RESEAUX 2010 CONCED TAPU	01/07/2010	133 230
25	X25	RESEAUX 2010 TIERS TAPU	01/07/2010	813 870
25	X25	EXT BTA QT TEIHOTUA AVERA	01/07/2010	239 306
25	X25	RENF CABLE BTA RTE AVERA	01/01/2011	833 396
25	X25	RENF CABLE BTA AVERA DU	01/01/2011	1 050 683
25	X25	RENF RESEAU BTA AVERA	01/01/2011	1 468 477
25	X25	DEPL RESEAU HTA AVERA ZON	21/01/2011	4 102 585
25	X25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2011	27 532 475
25	X25	RESEAUX 2011 CONCED TAPU	01/07/2011	38 930
25	X25	RESEAUX 2011 TIERS TAPUTA	01/07/2011	517 547
25	X25	EXT FD BTA QT PUNAA, TENIA	01/01/2012	661 163
25	X25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2012	27 673 763
25	X25	RESEAUX 2012 TIERS TAPU	01/07/2012	1 202 133
25	X25	RESEAU SOUT CENTRALE TAPU	01/01/2004	3 599 319
25	X25	EXT SOUT BTA NOUVEAU SERV	01/01/2008	1 204 783
25	X25	BOUCLAGE ZONE HOTOPU	08/07/2008	1 594 315
25	X25	BOUCLAGE ZONE HOTOPU A14 EXT.BTAS ALIM.AVERA PROPR	08/07/2008	36 085 150
25 25	X25		01/08/2009 31/05/2010	367 919 9 770 662
25	X25	EXT HT/BTS VALLEE FAAREPA FOURN TPC 160&63 AVERA TAP	- , ,	9 770 662 7 081 606
25	X25 X25	MES HTA ZONE PORLIER TAPU	08/04/2011 01/01/2012	7 081 606 11 621 291
25			01/01/2012	
25	X25 X25	MIS HTS ZONE ZEBROWSKI COMPTAGE TAPU 1990	01/01/2012	6 703 388 2 144 470
25	X25	COMPTAGE TAPO 1990	01/01/1990	1 537 167
25	X25	COMPTAGE TAPO 1991	01/01/1991	2 317 402
25	X25	COMPTAGE TAPU 1992	01/01/1992	1 130 233
25	X25	COMPTAGE TAPU 93	01/01/1993	2 331 284
25	X25	COMPTAGE TAPU 1993	01/01/1993	1 721 633
25	X25	COMPTAGE TAPU 94	01/01/1994	615 700
25	X25	COMPTAGE TAPU 1994	01/01/1994	1 458 608
25	X25	COMPTAGE TAPU 95	01/01/1995	817 875
25	X25	COMPTAGE TAPU 1995	01/01/1995	5 327 704
25	X25	COMPTAGE TAPU 96	01/01/1996	1 027 362
25	X25	COMPTAGE TAPU 1996	01/01/1996	2 849 132
25	X25	COMPTAGE TAPU 97	01/01/1997	834 726
25	X25	COMPTAGE TAPU 1997	01/01/1997	4 247 385
25	X25	COMPTAGE TAPU 98	01/01/1998	921 109
25	X25	COMPTAGE TAPU 1998	01/01/1998	6 220 370
25	X25	COMPTAGE TAPU 99	01/01/1999	1 753 382
25	X25	COMPTAGE TAPU 1999	01/01/1999	4 967 312
25	X25	COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	2 019 688
25	X25	COMPTAGE TAPU 2000	01/01/2000	4 773 652
25	X25	COMPTAGE TAPU 2001	01/01/2001	427 945
25	X25	COMPTAGE TAPIL 2002	01/01/2001	4 666 972
25	X25	COMPTAGE TAPIL 2002	01/01/2002	2 067 668
25 25	X25 X25	COMPTAGE TAPU 2002 COMPTAGE TAPU 2003	01/01/2002 01/01/2003	3 879 512 4 134 052
25	X25 X25	CASH POWER 2004 TAPU	01/01/2003	133 250
25	X25 X25	POSE COMPTEUR 2004 TAPU	01/01/2004	1 001 302
25	X25	BRANCHEMENT TAPU 2004	01/07/2004	5 548 048
25	X25	COMPATGE TAPU 2005	01/07/2004	4 232 500
25	X25	POSE COMPTEURS TAPU 2005	01/00/2005	1 121 755
25	X25	ARMOIRE COMMANDE & CPTAGE	01/06/2006	119 822
25	X25	BRCHT/CPTAGES CP TAPU	01/07/2006	1 630 534
25	X25	BRCHT TAPUTAPUATEA 2006	01/07/2006	3 973 316
25	X25	BRCHT/CPTAGES CP TAPU 07	01/07/2007	2 826 905
25	X25	BRCHT TAPUTAPUATEA 2007	01/07/2007	4 259 302
25	X25	BRCHT/CPTAGES CP TAPUTAP.	01/07/2008	1 991 459
25	X25	BRCHT 2008 FINANC TIERS	01/07/2008	4 658 230
25	X25	BRCHT/CPTAGE TAPUTAPUATEA	01/07/2009	2 757 861
25	X25	BRCHT 2009 FINANC.TIERS	01/12/2009	2 632 338
25	X25	BRCHT/CPTAGE TAPUTAP 2010	01/07/2010	6 785 219
25	X25	COMPTAGE TIERS TAP 2010	01/07/2010	2 746 280
25	X25	BRCHT/CPTAG TAPUTAPUATEA	01/07/2011	8 340 646
25	X25	COMPTAGE TIERS TAPU 2011	01/07/2011	2 140 248
25	X25	BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	01/07/2012	5 355 385
25	X25	COMPTAGE TIERS TAPU 2012	01/07/2012	2 895 880
25	X25	CELLULES CENTRALE TAPU	01/01/2004	20 463 137
25	X25	AN CARTOGRAPHIE TAPU	00/00/0000	1 611 200
25	X25	CESSION DIST TAPUTAPUTEA		CP0 C0: : : -
25	+	TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPUATE		652 621 142
25		TOTAL PAR CONCESSION TAPUTAPUA	IEA	1 217 292 743

### 3. Suivi du programme contractuel d'investissements

### **Total production**

Ets	Composants	Date de mise en service	Valeur Brute	Taux d'améliorant
25	FG WILSON P675 FAAROA	23/05/2012	18 330 286	8%
25	INST EVENTS CENT FAAROA	01/04/2012	194 457	100%
25	TOTAL PRODUCTION TAPUTAPUATEA		18 524 743	

### **Total distribution**

Ets	Composants	Date de mise en service	Valeur Brute	Taux d'améliorant
25	TRANSFO Q7051 PORLIER TAP	01/01/2012	1 847 672	0%
25	TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 322 632	100%
25	TRANSFO SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 322 632	100%
25	AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 818 465	100%
25	AUT COM SELF TAPUTAPUATEA	22/08/2012	1 818 465	100%
25	REMPL DDR P108B/NULEC	01/01/2012	3 382 600	0%
25	EXT FD BTA QT PUNAA,TENIA	01/01/2012	661 163	100%
25	RESEAUX CP TAPUTAPUATEA	01/07/2012	27 673 763	1%
25	RESEAUX 2012 TIERS TAPU	01/07/2012	1 202 133	100%
25	MES HTA ZONE PORLIER TAPU	01/01/2012	11 621 291	27%
25	MIS HTS ZONE ZEBROWSKI	01/01/2012	6 703 388	25%
25	BRCHT/CPTAGES TAPUTAPUATE	01/07/2012	5 355 385	15%
25	COMPTAGE TIERS TAPU 2012	01/07/2012	2 895 880	100%
25	TOTAL DISTRIBUTION TAPUTAPU	ATEA	67 625 469	

# 4. Dépenses de renouvellement réalisé dans l'année

Près de 68 MF ont été investis dans le renouvellement des immobilisations du domaine concédé :

Ets	Libellés d'investissement	Montant
25	510065 REMPL GE6 P675 PAR1 GE P675P5 CENT FAAROA	16 863 863
25	532071 MISE EN SOUT ZEBROWSKI FAAROA 2520103427	5 027 541
25	532071 MISE SOUT ZONE PORLIER+PST SOCLE 2520103443	10 371 102
25	532071 REMPL. DDR P108BNULEC AVERA 25201103117	3 382 600
25	RENFORC RESEAUX BT AERIENTAHITI & ILES	119 280
25	RENOUV RESEAUX HT AERIENTAHITI & ILES	959 199
25	540110-REN.BRCHT&PREPAIEMT ILES (COMPTAGE)	4 541 929
25	540110-RENOUVEL. RESEAUXILES	1 375 775
25	540110-EQUIP. SUPPORTSRESEAUX HT&BT - ILES	25 034 801
25	TOTAL DES DEPENSES DE RENOUVELLEMENT	67 676 090

# 4 – ENGAGEMENTS NECESSAIRES A LA CONTINUITE DU SERVICE PUBLIC

# 1. Etats des engagements à incidence financière

La concession de Taputapuatea ne dispose pas d'engagement particulier à incidence financière.

### **ANNEXE**

### Informations complémentaires

### 1. Immobilisations corporelles

A titre dérogatoire et dans le but de mieux retranscrire la réalité économique des opérations d'investissement réalisées au travers des montages locatifs en défiscalisation Girardin, les investissements pris en location dans ce cadre ont été retraités à l'actif en immobilisation corporelle, et au passif en emprunt.

Le montant des avantages fiscaux rétrocédés par les structures métropolitaines est comptabilisé au passif en apport des tiers et à l'actif dans les biens financés par les tiers Le coût d'acquisition net de ces investissements est compris dans les biens financés par le concessionnaire.

Les immobilisations sont de trois catégories :

- les biens du domaine privé, qui appartiennent au concessionnaire, et qui demeureront dans son patrimoine à la fin de la concession, ou en cas de rachat anticipé,
- les biens du domaine concédé mis dans la concession par le concessionnaire, et qui devront être remis au concédant à la fin de celle-ci, dans des conditions définies à l'article 22 du Cahier des Charges de la concession de Tahiti Nord et des concessions des îles, et à l'article 24 du Cahier des Charges de la concession SECOSUD,
- les biens du domaine concédé mis dans la concession par le concédant ou les tiers.

En vertu des règles de la comptabilité des concessions, les amortissements et provisions pratiqués sont les suivants :

### Amortissements pour dépréciation :

Les biens du domaine privé font l'objet d'un amortissement, conforme à la pratique des sociétés industrielles (Actif : amortissements des immobilisations du domaine privé).

Les biens du domaine concédé sont affectés par le même amortissement, lorsqu'ils ont été financés par le concessionnaire (Actif : amortissements des immobilisations du domaine concédé).

Par ailleurs, les biens non renouvelables du domaine concédé font l'objet d'un amortissement technique pour ordre, sans effet sur le résultat (Actif : amortissements techniques pour ordre).

Les amortissements sont calculés selon le mode linéaire, à l'exception des générateurs d'une certaine puissance acquis ou mis en service depuis l'exercice 2003, et amortis selon le mode dégressif.

Les principales durées d'amortissement sont les suivantes :

. Constructions
. Matériel de transport
. Matériel de bureau et informatique
. Générateurs
. Postes et réseaux
. 20 à 35 ans
. 10 à 25 ans
. 20 à 35 ans

### Provisions de renouvellement :

L'obligation faite à la société de renouveler les biens mis en concession jusqu'à la fin du contrat se traduit par la constitution de provisions destinées à permettre le financement des acquisitions de renouvellement (Passif : provisions de renouvellement).

Cette provision est calculée sur la base du coût des derniers marchés, ou à défaut du coût historique, actualisés à la date de renouvellement des biens concernés d'un coefficient qui ressort en 2012 à 1,5%.

Ces dispositions sont étendues à l'ensemble des biens en concession sur la base des caractéristiques du principal contrat de concession (Tahiti Nord) à l'exception de ceux de la Concession SECOSUD, dont le Cahier des Charges diffère de celui des autres Concessions et pour laquelle une provision spécifique est constituée.

### Amortissements de caducité :

En contrepartie de son obligation de remise gratuite au concédant, en fin de concession, des immobilisations du domaine concédé, le Concessionnaire reconstitue les capitaux qu'il a investis par le biais d'un amortissement financier dit de caducité; ce dernier est calculé sur la base de la valeur historique de l'investissement initial et amortie sur la durée restant à courir du principal contrat de concession (Tahiti Nord) qui prévoit une remise des biens en 2030.

### 2. Clés répartitions analytiques

D'une manière générale, les charges sont imputées directement par concession, celles qui ne peuvent l'être sont imputées directement sur des « centres d'imputation » dont les coûts sont répartis sur les concessions ou services utilisateurs :

- 1. les frais de siège
- 2. les coûts d'implantation
- 3. les coûts de production sur les îles de Tahiti et Raiatea
- 4. les coûts de fret et de magasinage
- 5. les coûts informatiques
- 6. le service de support aux îles situé à Puurai
- 7. le service clientèle

### 1. Les frais de siège\* :

Ils sont constitués des frais de fonctionnement des services administratifs et facturés ou 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 « transitant » par EDT

La part restante est répartie au prorata du nombre d'heures travaillées tant sur les activités hors concession (travaux, maintenance EP...) que concédées

Au sein des activités concédées, la quote-part revenant à chaque concession est déterminée au prorata du nombre des abonnés.

### 2. Les coûts d'implantation Puurai\*:

Constitué des loyers, frais de personnel, entretien, assurances sont répartis sur les services hébergés au prorata des superficies occupées

**3. Les coûts de production\*** (achats de combustibles et d'énergies, coûts d'entretien des groupes et centrales, amortissements, provisions...) des centrales communes à certaines îles (Tahiti et Raiatea) sont répartis entre les concessions concernées (Tahiti Nord et Secosud d'une part, Taputapuatea et Tumaraa d'autre part) au prorata des kWh vendus.

### 4. Les coûts du frêt du magasinage\* :

Regroupés au sein des services magasin et approvisionnement ces coûts sont ventilés sur les sorties de stock et donc imputés en charges ou en immobilisation sur les concessions concernées

### 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 ou concession

### 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

### 7. Le service clientèle\*:

Les dépenses communes à l'ensemble des concessions donc hors agences sont reventilées sur les concessions bénéficiaires au prorata du nombre d'abonnés

<sup>\*</sup> Règles de répartition utilisées en 2012