



RAPPORT DE GESTION

Table des matières

Mot de la direction générale.....	4
2024 ACTIVITES TECHNIQUES.....	5
I. Ingénierie - Travaux	5
1.1. Le bouclage du réseau 90 000 Volts par le Nord de l’île de Tahiti	5
1.2. Renouvellement des infrastructures	8
1.3. Bouclage 30 000 volts du Sud de l’île de Tahiti	10
1.4. Autres travaux :.....	13
1.5. Récapitulatif des programmes en cours.....	14
1.6. Difficultés rencontrées	15
II- Maintenance du réseau de transport	16
2.1. Organisation et ressources humaines	16
2.2. Les contrats de Maintenance préventives	16
2.3. La Gestion des actifs.....	16
2.4. Performance du processus Maintenance.....	17
2.5. Les incidents sur le réseau de transport	19
2.6. ICPE au hangar de Papenoo	20
2.7. Nettoyage extérieur au hangar de Papenoo	20
2.8. Point de situation sur les actions correctives du PIM suite au BO de 2023.	20
III- Transition énergétique.....	21
3.1. Missions du service	21
3.2. Activités du service en 2024.....	22
IV- Exploitation du réseau de transport	22
4.1. Gestion des accès au réseau de transport	23
4.2. Traitement des incidents du Réseau Public de Transport en 2024	24
4.3. Déclaration d’intention de commencement de travaux (DICT)	24
V- Conduite du réseau de transport.....	25
5.1. Généralités	25
5.2. Production.....	27
5.3. Consommation	28
5.4. Pertes	29
5.5. Incidents.....	29
VI. Responsabilité d’équilibre.....	30
6.1. Mise en service des fermes solaires de l’AAP1	31
6.2. Données nécessaires à l’action du responsable d’équilibre.....	31
6.3. Services systèmes proposés par Marama Nui.....	32
6.4. Appel à Projet n°2	32
6.5. Etude ARTELIA	32
6.6. Site 3 et stockage centralisé.....	34
6.7. STEP Marama Nui	34
VII- Informatique administrative, télécommunication, téléconduite & informatique industrielle.....	34
7.1. Réorganisation du service informatique en 2024	34
7.2. Pôle Informatique Industrielle et Support Télécom	35
7.3. Pôle Informatique Bureautique.....	35
7.4. Focus sur les Télécoms et le SCADA	35
7.5. Focus sur la Téléconduite.....	36
7.6. Un bilan positif et des défis à venir	38
ACTIONNARIAT.....	39
Tableau récapitulatif de l’actionnariat TEP au 31.12.2024.....	39
RESSOURCES HUMAINES.....	39

I- Effectifs	39
II- Les formations et le maintien des compétences	40
III- Performances sociales- Indicateurs	40
ASPECTS JURIDIQUES - LITIGES	42
SITUATION FINANCIERE	44
I. Compte de résultat	44
I.1 - Un Résultat satisfaisant et supérieur aux prévisions initiales	44
I.2 - Chiffre d’Affaires	45
1.21 Redevances.....	45
1.22 Autres Produits.....	45
I.3 - Autres achats et charges externes	46
I.4 - Des Dotations aux Amortissements en augmentation.....	47
I.5 - Un résultat exceptionnel en hausse.....	48
II. Bilan financier	48
II.1 - Poursuite des programmes d’investissements.....	48
II.2 – Actif net circulant	48
II.3 - Capitaux propres (hors subventions)	50
II.4 – Provisions pour risques et charges	51
II.5 - Progression des dettes de 1.341MXPF en 2023 à 1.419MXPF	51
II.6 – Dette financière.....	51
III. Eléments caractéristiques des 5 derniers exercices	53
V. Comparatif avec le budget 2024.....	54
EVENEMENTS SURVENUS APRES LA CLOTURE DE L’EXERCICE.....	55

MOT DE LA DIRECTION GENERALE



2024 | ACTIVITES TECHNIQUES

I. Ingénierie - Travaux

1.1. Le bouclage du réseau 90 000 Volts par le Nord de l'île de Tahiti

Orientée par le schéma directeur, la boucle Nord 90 000 Volts est achevée, pour la sécurisation et la fiabilisation du réseau de transport d'énergie à Tahiti.

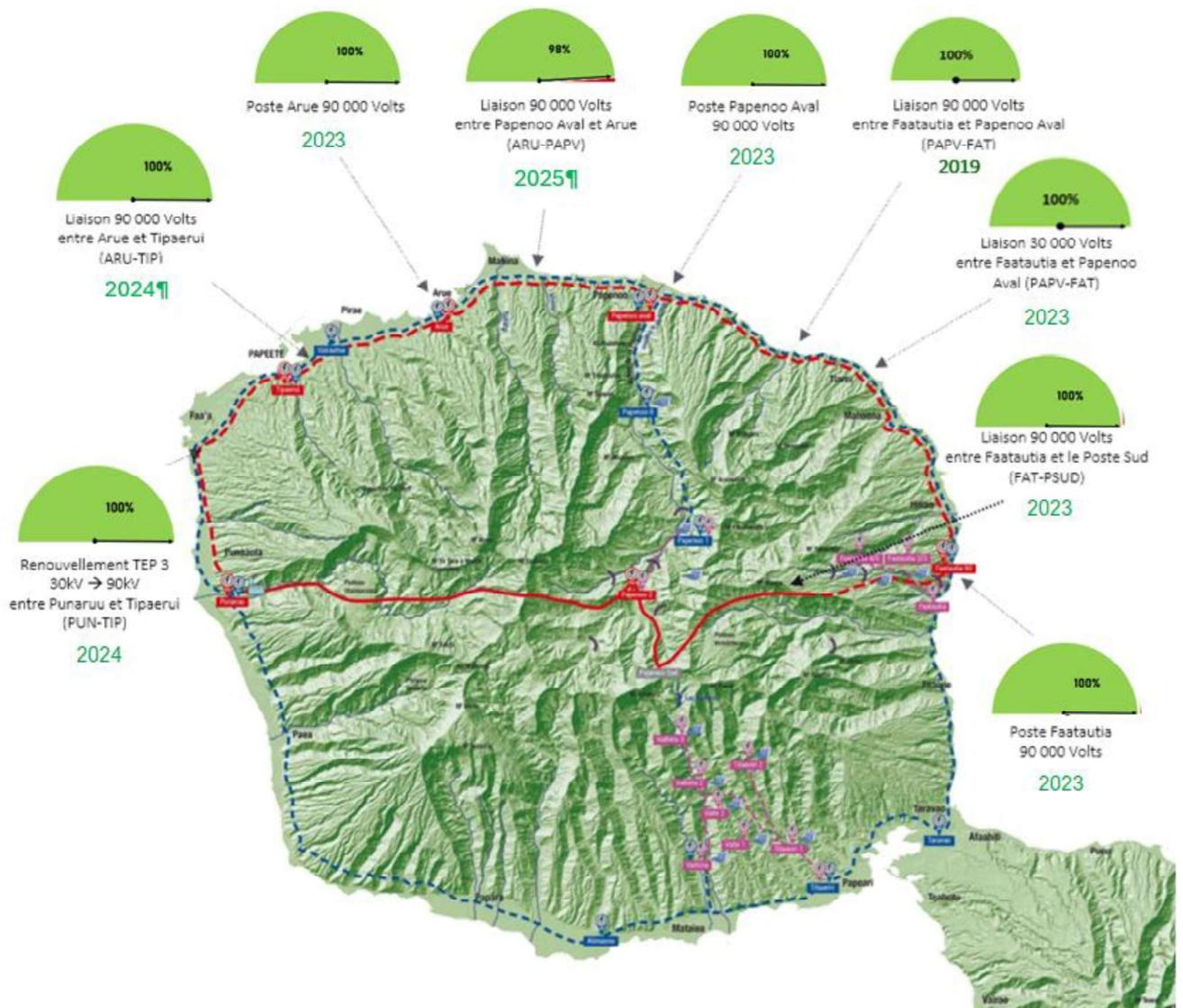


Tableau récapitulatif des réseaux neufs posés depuis 2017 :

Types d'ouvrage	Quantité de réseaux neufs posée (en ml)						TOTAL
	2017	2019	2020	2022	2023	2024	
Câble 90 000 volts (par phase)		97 761			28 359	63 180	189 300
Câble 30 000 volts (torsade)	22 800	20 941		1 103	3 300	18 551	66 695
Câble Fibre optique	32 142		47 529		39 360	56 938	175 969

FAT-PSUD 90kV -> Taux d'achèvement 100%

Budget de 910 MXPf

- > Les travaux de tranchée sont terminés, avec levée des réserves.
- > Un avenant avec le constructeur du câble a été signé afin de réaffecter les câbles HTB prévu initialement pour la 2ème liaison ARU-PAPV 90kV, et le complément d'accessoires nécessaires pour la pose du câble dans la vallée de Faatautia.
- > La pose de la liaison 90 000 Volts a débuté courant du second semestre 2022.
- > En 2023 la liaison entière a été tirée, reliant le Poste de Faatautia 90kV et le Pylône N°1
- > En 2024, les câbles en en attente ont été mis sous tension en 90 000 V et sont en service.
- > L'extrémité de la liaison côté PSUD est connecté au HYPACT 90 000 V.

Ci-dessous le détail des lots attribués par appels d'offres :

Tranche 1 :

Lot n°1 : Travaux de GC entre la route de ceinture (PK40) et le Poste existant

- > Travaux terminés et réceptionnés en Novembre 2019

Lot n°2 : Travaux de GC entre le Poste existant et 3,6 kilomètres dans la vallée

- > Travaux terminés et réceptionnés en Février 2020

Tranche 2

Lot n°1 : Travaux de GC entre Pylône 1 et barrage C2

- > Travaux GC réceptionnés en décembre 2022

Lot n°2 : Travaux de GC entre barrage C2 et fourreaux en attente (fin des travaux GC Tranche 1)

- > Travaux GC réceptionnés en décembre 2022

Lot n°3 : Forage dirigé au barrage C2

- > Travaux de forage réceptionnés en décembre 2022

Lot n°4 : Travaux de pose du câble 90 000 Volts et fibre optique

- > Les câbles sont en attente côté Pylône N°1 en attendant la mise en service de la boucle 90kV.

ARU – PAPV 90kV -> Taux d'achèvement 100%

Budget de 396 MXPf

- > Les câbles 90 000 volts et de fibre optique ont été posés depuis le Poste Papenoo aval 90kV jusqu'à la dernière chambre 90kV au niveau du magasin Cheung en attente. Le raccordement au poste de Papenoo aval 90 000volt a été fait courant du second semestre 2022.
- > Le tirage des derniers tronçons vers la chambre de VAIANAUNAU et au poste de Arue ont été réalisés.
- > La ligne est raccordée côtés Postes ARUE et PAPENOO 90kV en attente de mise sous tension prévu début 2025.

ARU – TIPA 90kV -> Taux d'achèvement 100%

Budget de 922 MXPf

- > Les travaux de génie civil des lots 1 et 2 sont terminés. (Arue – chambre 90kV Bougainville)
- > Concernant le lot 3 (chambre 90kV Bougainville – Poste Tipaerui 90kV) avec INTERROUTE, les essais de vérifications des fourreaux ont été terminés durant le 1^{er} trimestre 2022.
- > Le passage du pont de la Tipaerui par ECI (lot 4 : forage) a été réalisé sur la fin du deuxième semestre 2022 avec la nouvelle foreuse de 40 tonnes qui a permis le passage très difficile au niveau de la rivière de la Tipaerui.
- > Un gros retard des travaux de génie civil a été accusé à la suite du changement de technologie dans la ZI de Tipaerui, compte tenu de l'impossibilité de passer en forage dirigé. Un passage en tranchée classique a donc été retenu avec des contraintes nouvelles et la prise en compte des projets de la commune de Papeete pour leur futur réseau d'Eaux Usées (EU). Ces travaux ont été réalisés sur le second semestre 2023 en même temps que les travaux TEP 5 et sont à ce jour terminée.
- > Les travaux de tirage des liaisons 90 000 volts ont démarré en 2023 et ont été finalisés en 2024.
- > Le tirage des liaisons Fibre optique a été réalisé et terminé en 2024

INSTALLATION DU TR422P A PUNARUU -> Taux d'achèvement 95%

Budget de 100 MXPf

- > Dans le cadre de la sécurisation du réseau de Transport, TEP installe un deuxième transformateur 32 MVA 30/90kV en redondance du TR421P de Punaruu 90 000 volts. Les travaux de réalisation de la fosse sont terminés.
- > Un marché commandé à Engie Services pour le génie civil, le transport du transformateur et son raccordement : 26.1 MXPf ;
- > Travaux de génie civil terminés ;
- > Transformateur en place sur la fosse et assemblage terminé.
- > Bretelle HTA tirée vers le vide technique de Pun30.
- > Installation et des accessoires HT terminée.
- > Raccordements BT entamés sur 2024, seront terminés sur 2025.
- > Cellule HTA commandée. Livraison retardée à fin du 1er semestre 2024 et entreposé en stock.
- > Armoire de commande BT commandée pour 11,5 MXPf et en cours d'installation sur site en fin 2024.
- > A fin 2024, le transformateur peut être mis sous tension en cas de problème sur le TR421P.

Postes 90 000 Volts de Arue 100%, Papenoo Aval 100%, et Faatautia 100%

Budget de 2 980 MXPf

- › Une Maîtrise d'œuvre pour la conception et réalisation des infrastructures des 3 postes a été réalisée avec le bureau d'étude SPEED.
- › Le foncier est maîtrisé sur les 3 sites.
- › Un marché de conception-réalisation a été signé et est réparti en 3 lots, comme détaillé ci-dessous.
- › Les équipements General Electric ont été réceptionnés en usine et stockés dans notre zone de stockage à Papenoo, pour les Postes d'ARUE et de FAATAUTIA. Ils seront installés au premier trimestre 2023. La pose des équipements 90 000Volts du poste de Papenoo aval est terminée.
- › Les équipements HTA 30 000 volts des postes d'ARUE et de FAATAUTIA ont été installés fin 2022.
- › Le projet a bénéficié d'un financement « Contrat de projets » pour un montant de 1 300 MXPf

1.2. Renouvellement des infrastructures

POSTE TIPAERUI 30 kV 100%

Budget de 285 MXPf

- › Fourniture des armoires terminée
- › Les travaux de raccordement des armoires ont débuté au 1^{er} trimestre 2021 et sont terminés.
- › Travaux de GC pour 1^{er} trimestre 2024
- › Installation des nouvelles cellules 2^{ème} trimestre 2024
- › Raccordements BT et essais avec Superviseur du constructeur prévu au 1^{er} semestre 2025

LIAISON PUN-TIP 30 et 90kV 100%

Budget de 1 583 MXPf

- › Une Maîtrise d'œuvre pour la conception et la réalisation a été commandée au bureau d'étude SPEED : 35.1MXPf
- › Un marché de génie civil commandé réparti en 3 lots pour un montant global de : 975 MXPf
- › Travaux débutés (lot n°1) en novembre 2021
- › Retard dû à des problèmes d'approvisionnement
- › Fin des travaux GC prévue début 2024.
- › Un marché a été signé pour la fourniture et l'installation des câbles et accessoires 90kV et FO pour un montant global de : 437 MXPf
- › Les travaux de tirage des câbles 90kV ont débuté en janvier 2024 et se sont achevés en octobre 2024
- › Le tirage et raccordement des liaisons FO sont terminés
- › La ligne 90kV PUN-TIP a été mise sous tension le 19 décembre 2024.

Lot n°1 : Travaux de Génie civil entre le Poste de la PUNARUU et la mairie de PUNAAUIA (5190 ml)

- › Montant commandé : 414 MXPf
- › Travaux débutés le 15/11/2021
- › Avancement : 100%

Lot n°2 : Travaux de GC entre la mairie de PUNAAUIA et OUTUMAORO (2144 ml)

- › Montant commandé : 196 MXPf
- › Travaux débutés le : 03/03/2022
- › Avancement : 100%

Lot n°3 : Travaux de Génie Civil entre l'échangeur de OUTUMAORO et le poste de TIPAERUI (5663 ml)

- › Montant commandé : 365 MXPf
- › Travaux débutés le : 05/04/2022
- › Avancement : 100%

RENOUVELLEMENT DES LIGNES ET POSTES VALLEES 35%

Budget de 1 588 MXPF

POSTES 45%

- > Le renouvellement des cellules en « Poste Vallée » est prévu en fonction du planning d'exploitation du producteur Marama Nui (disponibilité des jeux de barres)
- > Renouvellement du jeu de barre au Poste de Faatautia 2, mise en service au mois de mai 2022
- > Renouvellement du jeu de barre au Poste de Vaite 1, mise en service au mois de décembre 2022
- > **Sur 2023 :**
- > Renouvellement du jeu de barre au Poste de Vaite 2, mise en service en août 2023.
- > **Sur 2024 :**
- > Pas de renouvellement de cellule réalisé.

LIGNES 20%

- > Renouvellement d'un tronçon de 650 ml de la liaison Vaihiria 2 – Vaite 2, terminé en novembre 2022
- > **Sur 2023 :**
- > Marché de renouvellement poteaux n°750/C/23 signé pour 20,4 MXPF, pour les vallées de Vaihiria, Vaite et Titaaviri. => début des travaux sur période sèche 2024.
- > Renouvellement d'un tronçon de 250 ml de la liaison Vaihiria 2-Vaihiria 3, en mai 2023.
- > Renouvellement d'un tronçon de 250 ml de la liaison Vaihiria 3-PSud,
- > **Sur 2024 :**
- > Les études de renouvellement des liaisons des vallées de Titaaviri et de Vaihiria ont été lancés.
- > Le dossier d'appel d'offre pour les travaux GC de Tita-Tita1 a été lancé au dernier trimestre 2024. L'analyse des offres et l'attribution sera réalisé sur janvier 2025.

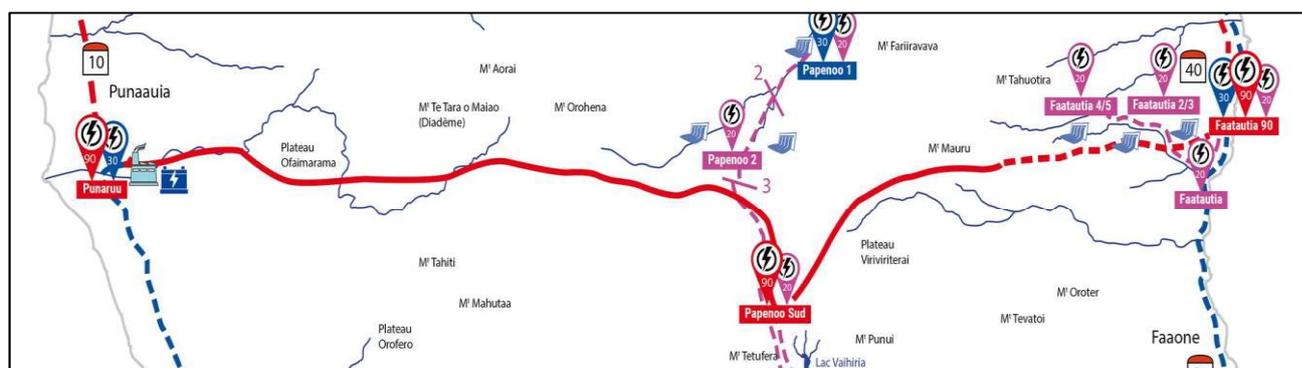
Ligne Traversière Aérienne Punaaru - Papenoo SUD - Faatautia 100%

Budget de 417 MXPF

En prévision de la mise en service du projet de boucle NORD 90kV, TEP a entamé en 2021 les projets d'améliorations pour la sécurisation de son ouvrage traversant le milieu de l'île de Tahiti, via une ligne aérienne haute tension.

Les projets d'investissements essentiels visant à renforcer son ouvrage étaient :

- Le remplacement du câble de garde, incluant un câble Fibre optique, de la ligne traversière aérienne reliant les postes de Punaaru, Papenoo SUD et Faatautia
- La mise en place de parafoudres sur la ligne aérienne, du Pylône N°1 au Pylône N°10 (entre les postes Papenoo Sud et Faatautia 4); et ainsi renforcer la protection de l'ouvrage contre l'impact de la foudre sur la zone EST.



En 2023, la grande mission inédite sur l'ouvrage concerné a été menée à bien, en quelques points :

- Nouveau câble de garde posé sur 30 kilomètres linéaire avec une fibre optique intégrée ("OPGW").
- L'installation des parafoudres sur les Pylônes de la zone Hitiaa (Pylône N°1 à Pylône N°10), permettant de protéger l'ouvrage
- Difficultés rencontrées :
 - difficultés logistiques hélicoptérées
 - contraintes d'exploitation
 - difficultés météorologiques
 - point d'état de la ligne aérienne

En 2024, les raccordements du lien FO ont été réalisés au niveau du Poste SUD, de Punaruu et au Pylône 1. Les indicateurs des parafoudres des pylônes 1 à 10 ont été installés. Le lien FO a été rendu opérationnel, permettant d'avoir une boucle complète en Fibre optique de la partie Nord de l'île, à court terme l'évolution des solutions techniques de communication du poste de Papenoo SUD, poste le plus isolé au milieu de l'île.



1.3. Bouclage 30 000 volts du Sud de l'île de Tahiti

CREATION DU POSTE VAHIRIA 30KV 65%

Budget de 300 MXPF

- > Création d'un nouveau poste source 30kV accueillant 4 cellules HTA, un transformateur 10 MVA 20/30kV ainsi que les équipements 20kV du poste Vahiria 1 existant
- > Une Maîtrise d'œuvre pour la conception et la réalisation a été commandée au bureau d'étude SPEED : 9 MXPF ;
- > Un marché a été signé pour la fourniture et l'installation des cellules 30kV et relais de protection pour un montant de : 21,8 MXPF ;
- > Démarrage des travaux de génie civil en juillet 2023. Substitution du terrain réalisé.
- > Solution modifiée pour consolidation du talus en gabion.
- > Réception FAT en usine du transfo 10MVA réalisé en octobre 2023.
- > Réception FAT en usine des cellules HTA réalisée fin janvier 2024.
- > Installation des équipements HTA ont débuté en décembre 2024.
- > Mise en service prévue pour fin 1^{er} semestre 2025.



CREATION DU POSTE TITAAVIRI 30KV 80%

Budget de 180 MXPF

- > Installation des 4 cellules 30kV dans le poste existant et installation d'un transformateur 10 MVA 20/30kV.
- > Une Maîtrise d'œuvre pour la conception et la réalisation a été commandée au bureau d'étude SPEED : 2 MXPF
- > Un marché a été signé pour la fourniture et l'installation des cellules 30kV et relais de protection pour un montant de : 21,4 MXPF ;
- > Démarrage des travaux de génie civil en mars 2023.
- > Loge transfo terminée, reste quelques réserves.
- > Réception FAT en usine du transfo 10MVA réalisé en octobre 2023.
- > Réception FAT en usine des cellules HTA réalisée fin janvier 2024.
- > **Mise en service faite le 26 septembre 2024.**
- > La phase de modernisation de la partie Contrôle/commande sera réalisée sur 2025.



EXPLOITATION DU POSTE TARAVAO EN 30KV 80%

Budget de 126.5 MXPF

- > Renouvellement de la rame 1 existante, composée de cellules « Normaclad » obsolètes, par un tableau HTA bi-tension 20kV/30kV afin de pouvoir exploiter le poste de Taravao en 30kV
- > Consultation pour la fourniture de 4 cellules HTA bitension 20kV/30kV avec relais de protection, lancée au mois de décembre 2022, marché attribué à l'entreprise SCHNEIDER pour un montant de 25,6 MXPF.
- > Réception FAT en usine des cellules HTA a été réalisé sur janvier 2024.
- > Les travaux d'installation des nouvelles cellules 30kV ont été réalisés au 3è trimestre 2024
- > **Mise en service faite le 26 septembre 2024.**
- > La phase de modernisation de la partie Contrôle/commande sera réalisée sur 2025.



Liaisons SUD 30kV 25%

- > Renouvellement des liaisons en 30kV entre les postes de ATIMAONO 30kV et de FAATAUTIA 90/30/20kV.
- > Un marché (0731/C/22) a été signé pour la fourniture câbles 30kV pour un montant de : 77,2 MXPf ;
- > Démarrage des travaux de génie civil en début 2024 pour une durée prévisionnelle de 6 mois.
- > Réception FAT en usine des câbles 30kV réalisés en juin 2023, livrés au stock TEP en août 2023.

Liaison 30kV ATI-VAH 95% Budget de 85 MXPf	Liaison 30kV VAH-TIT 60% Budget de 320 MXPf	Liaison 30kV TIT-TV 80% Budget de 450 MXPf	Liaison 30kV FAT-TV 100% Budget de 25 MXPf
<ul style="list-style-type: none"> > Une Maîtrise d'œuvre pour le suivi des travaux a été commandée au bureau d'étude SPEED : 2,5 MXPf ; > Marché n°774/C/23 signé en novembre 2023 pour le tirage des câbles HTA 30kV > Mise en service faite le 26 septembre 2024 	<ul style="list-style-type: none"> > Une Maîtrise d'œuvre pour la conception et la réalisation a été commandée au bureau d'étude SPEED : 18 MXPf ; > Etude d'Impact lancé en novembre 2023 > Demande d'AOT faite en novembre 2023 > Marché n°783/C/23 pour pose des fourreaux pour le GC lancé en novembre 2023. Les offres ont été remises le 20 décembre 2023. > Les travaux GC ont débuté en avril 2024. > Le tirage des câbles HT a débuté en novembre 2024 et se poursuivra sur 2025. 	<ul style="list-style-type: none"> > Une Maîtrise d'œuvre pour la conception et la réalisation a été commandée au bureau d'étude SPEED : 18 MXPf ; > Etude d'Impact lancé en novembre 2023 > Demande d'AOT faite en novembre 2023 > Marché n°783/C/23 pour pose des fourreaux pour le GC lancé en novembre 2023. Les offres ont été remises le 20 décembre 2023. > Les travaux GC ont débuté en avril 2024. > Les 9km de câbles HT 30kV ont été tirés et raccordés. > Mise en service faite le 26 septembre 2024 > Le tirage du câble FO a débuté fin novembre 2024 et se poursuivra sur 2025. 	<ul style="list-style-type: none"> > Environ 1 km de câble HT 30kV a été tiré depuis le nouveau poste de Faatautia 90/30/20kV vers le poteau à l'entrée de servitude du Poste FAT RDC, en attente de raccordement sur la ligne FAT-TV pour exploitation en 30kV. > Les travaux GC consistaient à récupérer un fourreau libre TPCØ200 existant à l'entrée de servitude de la vallée FAATAUTIA pour pouvoir raccorder le câble existant arrivant de Taravao vers le nouveau poste Faatautia 30kV. > Mise en service faite le 1^{er} novembre 2024

1.4. Autres travaux :

Les travaux de peinture des pylônes ont continué sur la période sèche de 2023. Ainsi TEP a pu réaliser l'entretien des pylônes 1, 2, 3 et 11. Les pylônes 4 et 23 ont juste pu être décapés avant la fin de la période sèche. La campagne de peinture se poursuivra sur l'année 2024.

1.5. Récapitulatif des programmes en cours

Désignations	Date de début	Date de fin prévisionnelle	Montant commandé
Liaison 90kV ARU-TIP	2018	2024	911 012 494
Liaison 90kV FAT-PSUD	2019	2023	934 528 826
Liaison 90kV ARU-PAPV	2019	2024	396 640 986
Postes 90kV Volts	2018	2023	2 996 658 473
Poste Tipaerui 30kV (Renouvellement)	2017	2025	258 921 171
Postes et Lignes Vallées (Renouvellement)	2018	2026	299 129 351
Poste de Tipaerui 90kV (Renouvellement)	2020	2025	52 881 044
Liaison TEP3 (TIPA-PUN) (Renouvellement)	2020	2024	1 598 989 879
Liaison 30kV ATI-VAH	2022	2024	77 917 383
Liaison 30kV VAH-TIT	2022	2024	310 566 974
Liaison 30kV TIT-TRV	2022	2024	365 612 685
Exploitation en 30kV Faatautia-Taravao	2022	2024	828 994
Création poste Vaihiria 30kV	2021	2024	311 725 533
Création poste Titaaviri 30kV	2021	2024	169 948 090
Exploitation Poste Taravao en 30kV	2022	2024	63 011 409
Installation du TR422P à Punaruu	2021	2024	95 745 186
Câble de garde et Parafoudres	2021	2024	444 479 298
Poste Papenoo2 90kV + PSUD	2022	2027	239 658 478
Papenoo 2 – Cellules 20kV (Renouvellement)	2022	2025	33 000
TOTAL			9 528 289 254

Les principales entreprises avec lesquelles **TEP** a poursuivi le développement de ses infrastructures en 2024 par domaine :

Domaines	Entreprises
Etudes/Suivi	<ul style="list-style-type: none"> > SPEED > NDA > LUSEO > LTPP > Apigéo
Génie Civil	<ul style="list-style-type: none"> > ECI / BTP > Polynésie VRD > MT Designer & Construction > MV Services > Huin Topo
Haute Tension / Basse Tension	<ul style="list-style-type: none"> > General Electric > Schneider Electric > Mashinenfabrik Reinhausen > Prysmian > Dalkia Electrotechnics > ABB > RTE-i > Actia > SDEL
Divers	<ul style="list-style-type: none"> > Te hi'o > CESI > J.A Cowan

1.6. Difficultés rencontrées

Météorologie :

En 2024, la période dite « sèche » a été perturbée par une météo assez pluvieuse, rendant difficile la réalisation des travaux sous coupure dans les vallées, notamment avec les travaux de Génie civil pour les liaisons du SUD nécessitant des mises hors tension d'une des pâtes d'alimentation de Taravao.

Prestations locales :

En 2024, une avarie sur l'unique hélicoptère disponible localement a empêché les travaux nécessitant de l'hélicoptère, tels que la peinture de pylônes, l'élagage ou le remplacement de poteaux.

Fournitures :

En 2024, les coûts du transport maritime et aérien restent élevés depuis 2022, tout comme ceux de certains équipements électroniques critiques pour la sûreté du système électrique. Les importations enregistrent une hausse moyenne de 25 %. De plus, les fournisseurs hors Polynésie n'intègrent plus les frais de transport, jugés trop instables, ce qui allonge les délais de livraison.

II- Maintenance du réseau de transport

2.1. Organisation et ressources humaines

Le service de maintenance de TEP est chargé d'assurer le maintien en condition opérationnelle des ouvrages constituant le réseau de transport d'énergie électrique en Polynésie.

En 2023, deux évolutions ont impacté l'effectif : le départ d'un agent en juillet, suivi, au premier trimestre 2024, de la mobilité interne d'un autre agent vers un service différent. Pour compenser ces mouvements, deux nouveaux agents ont été intégrés au sein de l'équipe maintenance.

À ce jour, l'équipe est composée de sept agents techniques, d'un gestionnaire de stock et d'un responsable de service.

2.2. Les contrats de Maintenance préventives

Pour l'année 2024, TEP a géré 13 contrats de maintenance. Ils sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Certains contrats sont arrivés à leur échéance, marquant ainsi la fin de leur période d'exécution. Afin d'assurer la continuité des services concernés, une nouvelle consultation sera organisée dans le respect des procédures et des critères établis, visant à sélectionner les prestataires les mieux à même de répondre.

Prestataires	Désignations
ARGOS	Contrôle annuel des extincteurs
ACTEMIUM	Contrôle annuel des systèmes de vidéosurveillance
ACTEMIUM	Contrôle annuel des systèmes de contrôle d'accès
YUNE TUNG	Contrôle annuel des systèmes « Alimentations de secours »
TAHITI BULL	Contrôle mensuel du groupe électrogène (Poste Punaruu 90kV)
MAOHI FROID	Contrôle annuel des systèmes de climatisation des postes électriques
PHACEO	Contrôle annuel des systèmes de climatisation des locaux TEP
TETIARAHI DESIRE	Débroussaillage mensuel des postes côtiers
MOANA SERVICES	Elagage trimestriel des postes en vallée
ENVIROPOL	Gestion des déchets – récupération et traitement Hangar Papenoo
POLYDIESEL	Contrôle annuel de la tireuse hydraulique de câble
CAR WASH Prince Hinoi	Lavage des véhicules
BIO3D	Traitement des nuisibles (postes et bureaux TEP)

2.3. La Gestion des actifs

La refonte des gammes de maintenance a eu pour objectif d'optimiser le temps consacré aux maintenances préventives, en réévaluant la récurrence des tâches à réaliser et en les répartissant dans le temps.

Cette approche a permis non seulement d'améliorer l'efficacité des interventions préventives, mais aussi de renforcer les interventions curatives, tout en parallèle des projets de renouvellement réalisés par le service d'ingénierie de TEP.

Cela a favorisé une gestion plus équilibrée des ressources et une meilleure réactivité.

Pour rappel :

Maintenance regroupée sur l'ensemble des appareils d'une même cellule
Cela concerne les tâches de maintenance réalisées par le groupement de postes sur un cycle de 12 ans : un même ordre de travail doit regrouper l'ensemble des opérations des matériels HT, et CC le cas échéant, de la cellule.
<ul style="list-style-type: none"> L'ordre de travail CONTROLE CELLULE à 3 ans et 9 ans. Il regroupe l'ensemble des tâches d'un Contrôle à réaliser sur les appareils et matériels de la cellule. Ces tâches incluent les Contrôles CC des paliers autres qu'électromécaniques. Le CONTROLE cellule est généralement réalisé sur un ouvrage retiré de la conduite des réseaux.
<ul style="list-style-type: none"> L'ordre de travail VERIFICATION CELLULE à 6 ans. Il regroupe l'ensemble des tâches d'une Vérification à réaliser sur les appareils et matériels de la cellule. La VERIFICATION cellule est généralement réalisée sur un ouvrage consigné.
<ul style="list-style-type: none"> L'ordre de travail REVISION CELLULE à 12 ans. Il regroupe l'ensemble des tâches d'une Révision à réaliser sur les appareils et matériels de la cellule. La REVISION cellule est généralement réalisée sur un ouvrage consigné.

2.4. Performance du processus Maintenance

Pour des raisons de priorité, l'ensemble des agents de maintenance ont été mobilisés sur la mise en service des nouveaux ouvrages électriques réalisés par le service ingénierie courant du second semestre 2024.

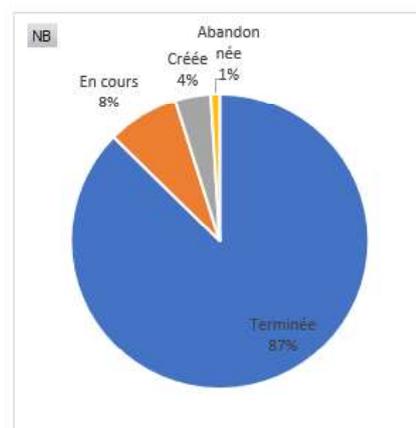
Les tâches correctives et curatives, quant à elles, ont continué sans interruption, afin de garantir le bon fonctionnement du réseau électrique.

► Nombre de FT par agent et par état d'avancement

CREATION PAR	
AGENT	NB
Lionnel GARCIA	35
Taufa TAHIATA	20
Tamatoa TEHAHE	19
Vehiatua MATI	11
Heremana CHOUNE	9
Etienne DELORD	3
Hekeani TIAPATAI	2
Ravea TEPA	1
Taufa adm TAHIATA	1
Jean-Maurice KAIMUKO	1
Teihotua TUUHIA	1
Total général	103

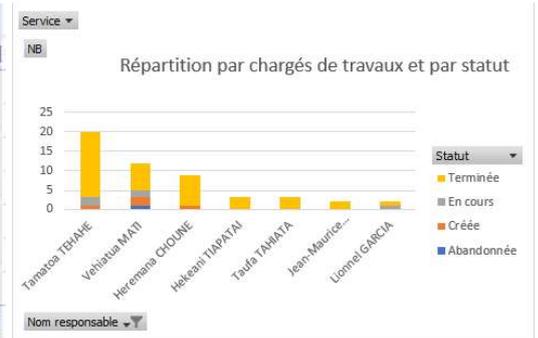
CLÔTURE PAR	
AGENT	NB
Tamatoa TEHAHE	33
Taufa TAHIATA	20
Vehiatua MATI	12
Heremana CHOUNE	12
Lionnel GARCIA	6
Jean-Maurice KAIMUKO	2
Taufa adm TAHIATA	2
Etienne DELORD	2
Hekeani TIAPATAI	2
Total général	91

REPARTITION	
STATUT	NB
Terminée	90
En cours	8
Créée	4
Abandonnée	1
Total général	103



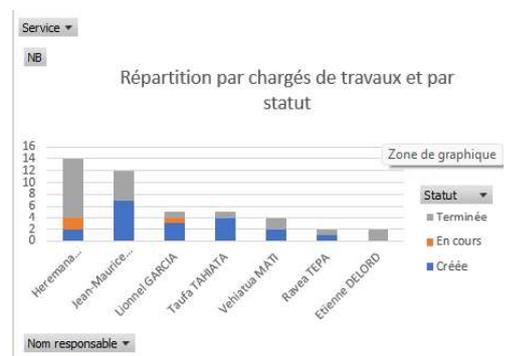
► FT Correctives

NB	Statut actuel				
AGENT	Abandonnée	Créée	En cours	Terminée	Total général
Tamatoa TEHAHE		1	2	17	20
Vehiatua MATI	1	2	2	7	12
Heremana CHOUNE		1		8	9
Hekeani TIAPATAI				3	3
Taufa TAHIATA				3	3
Jean-Maurice KAIMUKO				2	2
Lionnel GARCIA			1	1	2
Total général	1	4	5	41	51



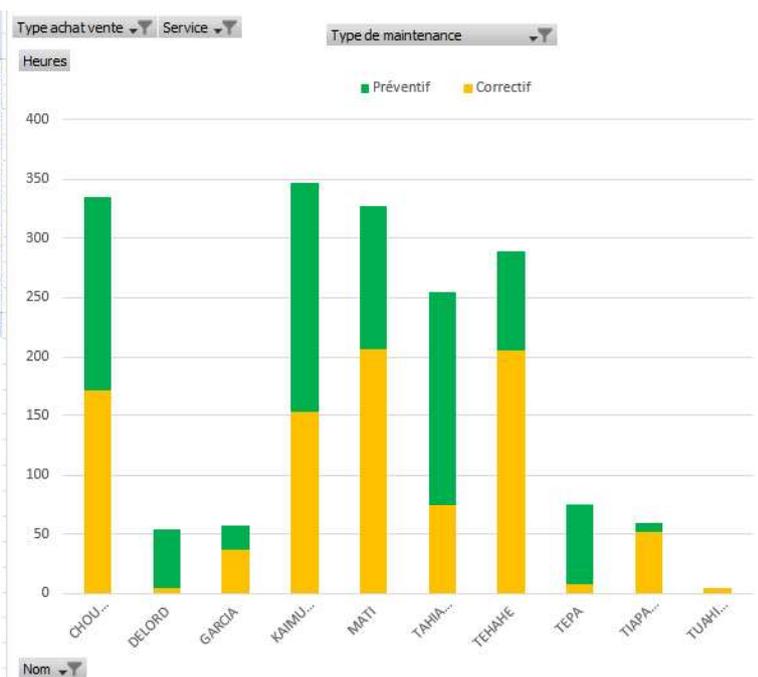
► FT Préventives

NB	Statut actuel			
AGENT	Créée	En cours	Terminée	Total général
Heremana CHOUNE	2	2	10	14
Jean-Maurice KAIMUKO	7		5	12
Lionnel GARCIA	3	1	1	5
Taufa TAHIATA	4		1	5
Vehiatua MATI	2		2	4
Ravea TEPA	1		1	2
Etienne DELORD			2	2
Total général	19	3	22	44



► Temps passés par type de maintenance et par agent

Heures	Étiquettes de colonnes		
Technicien	Correctif	Préventif	Total général
CHOUNE	172,5	162,5	335
DELORD	5	49,5	54,5
GARCIA	37	20	57
KAIMUKO	153	194	347
MATI	206,5	121	327,5
TAHIATA	74	181	255
TEHAHE	205,5	83,5	289
TEPA	8	68	76
TIAPATAI	52	8	60
TUAHIVAATETONOHITI	4,5		4,5
Total général	918	887,5	1805,5



Malgré la suspension des maintenances préventives, les interventions correctives ont permis de limiter les incidents en 2024.

Grâce à cette approche, l'équipe de maintenance a su réagir efficacement aux urgences tout en assurant la stabilité du réseau, malgré les contraintes rencontrées.

2.5 Les incidents sur le réseau de transport

En 2024, les incidents sur le réseau de transport sont en nette diminution grâce au renouvellement des lignes électriques, dont une partie est encore en cours.

Une réactivité constante nous a également permis de limiter leur impact sur la clientèle.

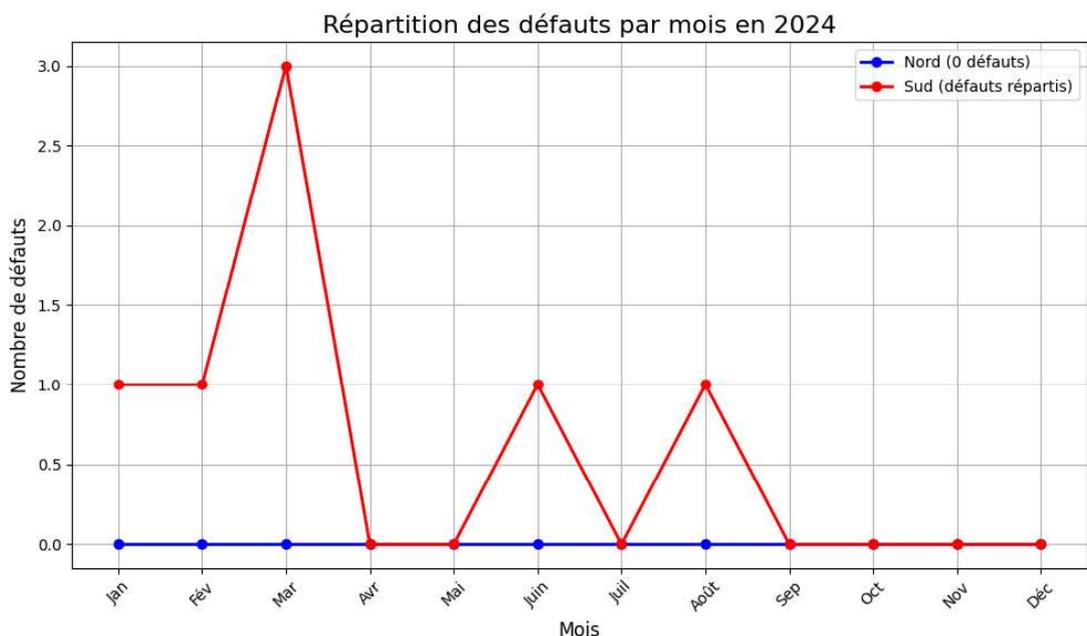
Cette dynamique positive reflète les efforts déployés pour moderniser les infrastructures et optimiser la gestion des interventions.

La poursuite des travaux et des actions préventives devrait continuer à renforcer la fiabilité du réseau, améliorer ainsi la qualité du service.

Ces incidents sont répartis comme suit :

7 Incidents sur défaut lignes en 2024 dont :

- 0 dans la partie Nord
- 7 sur la partie SUD



L'analyse des incidents met en évidence que l'origine des dysfonctionnements est exclusivement liée à des défaillances matérielles.

2.6 ICPE au hangar de Papenoo

Dans le cadre de la législation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) régissant le hangar Papenoo, un démontage complet de l'appentis attenant à celui-ci a été réalisé. Cette opération a été effectuée dans le respect des normes environnementales et de sécurité en vigueur, afin de se conformer aux exigences légales liées à la gestion des installations classées.

2.7 Nettoyage extérieur au hangar de Papenoo

Un nettoyage complet du parc a été effectué, comprenant le ramassage de tous les déchets présents. Ces déchets ont ensuite été triés et traités selon les normes environnementales en vigueur, pour assurer leur élimination correcte et respectueuse de l'environnement.

2.8 Point de situation sur les actions correctives du PIM suite au BO de 2023.

A fin janvier 2025, il reste 5 traversées à remplacer et 2 pôles complets à poser.

Etat du poste fin novembre :

Mesure Unité Critère de MCO	Couplage 900			G4P 914			G5P 915			G6P 916			G7P 917			G8P 918			TR421 921			TEP1 951			TEP2 Mont 952			TEP2 Mer 953				
	Tg(0)	C	R	Tg(0)	C	R	Tg(0)	C	R	Tg(0)	C	R	Tg(0)	C	R	Tg(0)	C	R	Tg(0)	C	R	Tg(0)	C	R	Tg(0)	C	R	Tg(0)	C	R		
	%	pF	μΩ	%	pF	μΩ	%	pF	μΩ	%	pF	μΩ	%	pF	μΩ	%	pF	μΩ	%	pF	μΩ	%	pF	μΩ	%	pF	μΩ	%	pF	μΩ		
	< 3	≠ 370		< 3	≠ 370		< 3	≠ 370		< 3	≠ 370		< 3	≠ 370		< 3	≠ 370		< 3	≠ 370		< 3	≠ 370		< 3	≠ 370		< 3	≠ 370		< 3	≠ 370
SA1 Phase A	0,748	368	16	0,801	382	77	0,771	381	30	1,877	419	165	0,734	381	31	0,858	374	291	0,435	369	29	0,400	350		0,801	373	33	0,650	375	39		
SA1 Phase B	0,756	376	16	0,849	360	31	0,668	375	30	1,010	367	51	0,659	376	29	0,927	366	372	0,400	350		0,400	350		0,780	377	33	0,730	375	35		
SA1 Phase C	0,705	375	15	0,797	368	30	0,691	371	32	0,787	370	96	0,670	377	30	0,796	371	419	0,657	378	119	0,400	350		0,458	365	27	0,740	369	49		
SA2 Phase A	0,747	372	16				0,816	361	238	0,746	362	237	0,763	371	64	0,781	372	91	1,714	425	30	0,900	368	173	0,890	369	193	0,300	340			
SA2 Phase B	0,728	374	15				0,779	375	34	0,773	365	693	0,755	372	31	0,772	371	145	0,895	369	108	1,267	372	123	0,893	371	31	0,300	340			
SA2 Phase C	0,757	372	16	1,684	381	37	0,797	372	332	0,734	373	134	0,780	367	60	0,790	439	223	0,885	367	54	0,975	364	153	0,520	367	62	0,300	340			

Les pôles des G4P, G6P et G8P seront remplacés à la faveur des révisions à venir sur ces machines, courant 2025. Le pôle du TR421 sera remplacé au premier trimestre 2025, une fois les TR422 mis en service. Celui de TEP1 sera remplacé également au premier trimestre 2025.

Pour ce faire, nous avons en stock 12 traversées neuves. Au terme de ces remplacement, il restera 5 traversées en stock de sécurité. Nous considérons que ce stock est suffisant, compte tenu des actions correctives mises en place :

- Mesures (C et Tan(d)) annuelles d'au moins 2 modules complets (6 pôles de sectionneurs)
- Mesures systématiques lors des maintenances
- Durée de vie des traversées portée à 15 ans

Campagne de mesures RTE (CNER)

Le CNER effectue une campagne de mesure identique à celle menée chez TEP sur l'ensemble de ses traversées MOSER-GLASER ; Les objectifs et le programme de mesures sont rappelés ci-après :

- Apporter à TEP des éléments de comparaison sur du matériel équivalent ;
- Confirmer l'état de santé des SR 2002 B du patrimoine RTE : à ce jour le CNER/DP estime qu'un risque de claquage similaire à ceux vécus par TEP est avéré ;

- Confirmer l'influence de l'hygrométrie (Si cette campagne de mesures ne révèle pas d'anomalies cela écarte la piste d'un défaut de fabrication et conforte l'hypothèse d'une hygrométrie excessive à Punaruu) ;
- Confirmer l'existence d'un défaut de fabrication (cela se confirmera par des valeurs relevées défavorables, l'hygrométrie des sites RTE étant moindre qu'à Punaruu) ;
- Instruire une méthode pour caractériser l'état des traversées (prendra la forme d'un abaque de plages de valeurs de capacités admissible).

Le 13 janvier 2025, nous avons reçu une première réponse du CNER quant à cette campagne de mesures :

6 traversées MG (soit 2 sectionneurs) ont été testées, dans un poste situé en région parisienne, et l'une d'entre elles présente un claquage capacitif, alors que les conditions d'exploitation ne sont pas identiques à celles observées à Tahiti.

Certes, il reste prématuré de dresser des conclusions sur un si faible échantillon (6 traversées), mais RTE propose déjà de conclure sur des premières tendances :

- Il reste probable que l'hygrométrie soit un facteur ayant conduit aux avaries vécues par TEP (étant donné la fréquence des phénomènes et la période courte entre les événements) **mais on peut désormais penser qu'un facteur secondaire lié à la conception soit aussi à l'origine des défauts**. Dit autrement :
 - Des pièces de conception « sensible » en milieu clément = vieillissement accéléré,
 - Des pièces de conception « sensible » en milieu humide = vieillissement TRES accéléré...
- Il faut considérer les traversées murales comme des équipements soumis à vieillissement.

Ces tendances doivent être consolidées par la poursuite de la campagne de mesures sur un échantillon plus large. Une réunion de travail est prévue fin mars entre RTE et TEP afin de proposer une conduite à tenir vis-à-vis du fabricant, MOSER-GLASER

III- Transition énergétique

Pour rappel, la création du service TE (transition Énergétique) date du début 2023, composé d'un chargé d'affaires et d'une cheffe de projets, anciennement technicienne de maintenance qui s'occupait principalement des dévoiements et apporte un soutien technique au chargé d'affaires sur les mises en service des centrales à raccorder sur 2024. Départ du chargé d'affaires fin 2024 pour congé sabbatique d'un an. Arrivée prévue en novembre 2024, d'un chef de projet en renfort.

3.1 Missions du service

- Raccordements de nouveaux producteurs au RPT ;
- Dévoiements de réseaux ;
- Expertises, études et développement sur le réseau existant et futur

3.2 Activités du service en 2024

Raccordement de MAHANA O'HIUPE en antenne sur le poste de Taravao 30kV :

- Travaux pour l'extension et la modification des ouvrages du RPT réalisés (GC pour liaisons souterraines et équipements HT/BT dans les postes existants) ;
- La mise sous tension définitive de la centrale solaire prononcée le 10/12/2024 (dont mise sous tension pour essais effective le 27/09/2024)
- Etablissement de la convention d'exploitation de la centrale solaire et signature le 19/12/2024
- Etablissement du contrat d'achat de l'énergie produite par l'installation solaire MAHANA O'HIUPE

Raccordement de MANA SOLAR en antenne sur le poste d'Atimaono 30kV ;

- Initialement le raccordement était prévu en coupure d'artère sur ATI-VAH mais MANA SOLAR a insisté pour injecter avant le passage en 30kV de la liaison ATI-VAH, d'où un raccordement en antenne au poste d'Atimaono 30kV ;
- Travaux pour l'extension et la modification des ouvrages du RPT réalisés (GC pour liaisons souterraines et équipements HT/BT dans les postes existants) ;
- La mise sous tension définitive de la centrale solaire a été prononcée le 03/12/2024 (dont mise sous tension pour essais effective le 28/09/2024)
- Convention d'exploitation de la centrale solaire en cours de finalisation
- Etablissement du contrat d'achat de l'énergie produite par l'installation solaire MANA SOLAR

Dévoiements :

Trois dévoiements réalisés de la liaison 30kV ATI-PUN aux PK 18 (Pont VAIAOA) à Punaauia ; PK 25.49 (dalot) à Paea ; PK37.7 (Pont TEPUNA) à Papara dans le cadre des travaux de réhabilitation des ouvrages initiés par la DEQ

- 2 dévoiements de la liaison 30kV ATI-PUN aux PK 32.37 (dalot) et PK 40.48 (dalot) à Papara initialement programmés sur 2024, sont reportés sur 2025
- 1 commande passée par la DEQ pour 1 dévoiement des liaisons PAPV-FAAT 30kV et PAPV-FAAT 90kV au PK 26 Est Hitiaa (VAIAUA)
- 1 commande passée par MARAMA NUI pour 1 dévoiement des liaisons 20kV VAH3-PSUD et VAH2-PSUD au niveau de la centrale hydroélectrique dans la vallée de Vaihiria

IV- Exploitation du réseau de transport

Le service exploitation oriente ses activités selon trois grands axes qui sont : la gestion des accès au réseau de transport, la gestion des incidents en temps réel, et le traitement des DICT.

4.1 Gestion des accès au réseau de transport

La fin de l'année 2024 a marqué une étape majeure pour TEP avec le développement significatif du réseau de transport d'électricité, concrétisé par la mise en service de plusieurs ouvrages nouveaux ou rénovés, de typologies variées.

Parmi ces réalisations, on peut citer :

- Le renouvellement de la liaison **TITAAVIRI – TARAVAO** en 30 kV,
- Le passage en **90 kV** de la ligne aérienne **FAATAUTIA – PAPENOO SUD**, auparavant exploitée en 20 kV,
- L'intégration d'une nouvelle gamme de disjoncteurs extérieurs en 90 kV (**HYPACT** de chez GE),
- La conversion en **30 kV** de la zone de **TARAVAO**, jusqu'alors exploitée en 20 kV,
- L'installation d'un nouveau **transformateur 30/20 kV** à **TITAAVIRI**,
- Et la mise en service du **poste sous enveloppe métallique (PSEM) 90 kV** de **FAATAUTIA**.

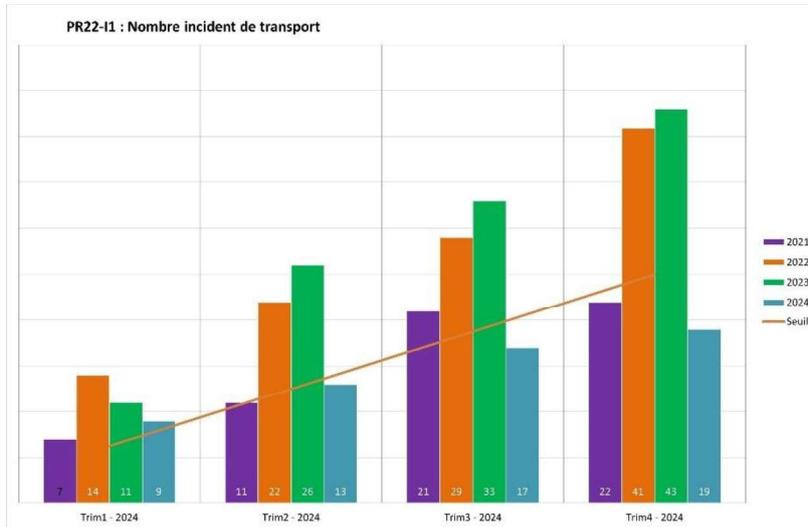
À ces projets structurants s'est également ajouté le raccordement de deux producteurs photovoltaïques : **MANA SOLAR** et **MAHANA O HIUPE**.

L'ensemble de ces mises en service a nécessité une coordination rigoureuse, notamment pour garantir la sécurité des intervenants lors des manœuvres d'exploitation menant à la mise en conduite des installations.



4.2 Traitement des incidents du Réseau Public de Transport en 2024

Avec les renouvellements sur le Réseau Public de transport et son développement, celui-ci est devenu plus robuste, ce qui explique la diminution significative du nombre d'incident passant de 43 à 19.

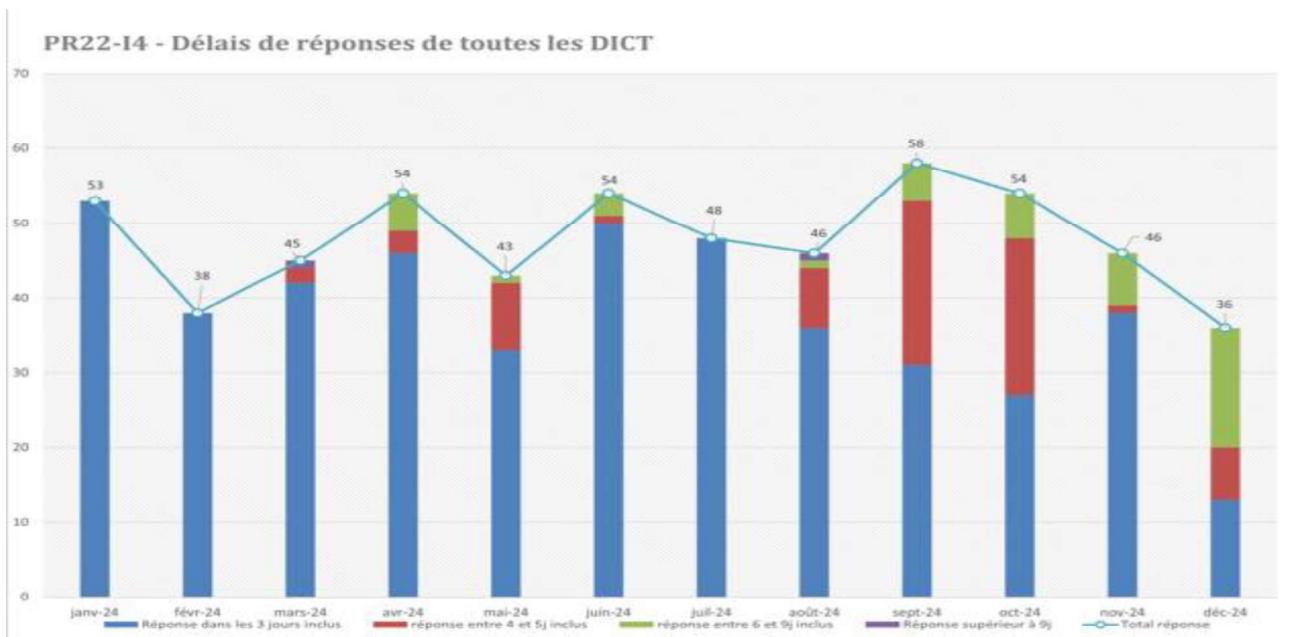


Répartition des incidents postes et lignes

Graphique de report des incidents entre 2021 et 2024.

4.3 Déclaration d'intention de commencement de travaux (DICT)

Le traitement des DICT, avec un délai réglementaire de 9 jours (hors urgences), constitue la dernière composante de l'activité exploitation. En 2024, 576 DICT ont été traitées dans les délais, à l'exception de deux liées à des travaux TEP, gérées tardivement sur le plan administratif. Gérée par une équipe de 4 agents, cette activité a mis en évidence la nécessité de renforcer le service. Un recrutement a donc été lancé en fin d'année pour un agent dédié aux DICT, dont la prise de poste est prévue en avril 2025. Ce renfort permettra aux autres agents de se recentrer sur les manœuvres liées au développement du Réseau Public de Transport.



Graphique de report des incidents entre 2021 et 2024.

V- Conduite du réseau de transport

5.1 Généralités

Le service de conduite joue un rôle clé dans l'exploitation et la supervision en temps réel du **Réseau Public de Transport (RPT)**.

Il assure la gestion des flux d'électricité pour garantir l'alimentation continue et sécurisée des utilisateurs, tout en intégrant les contraintes liées aux fluctuations de la production et de la consommation.

Ses missions principales incluent :

- La surveillance et le pilotage du réseau pour assurer son bon fonctionnement et prévenir tout incident.
- L'optimisation de l'insertion des différentes sources d'énergie (thermique, hydraulique, photovoltaïque) en lien avec le gestionnaire de l'équilibre.
- La coordination des interventions et la gestion des incidents afin de rétablir rapidement le service en cas de perturbation.
- La mise en service et l'intégration des nouvelles infrastructures (postes électriques, fermes renouvelables) pour accompagner l'évolution du réseau.

Grâce à son action, le service de conduite garantit la stabilité et la fiabilité du réseau, en s'adaptant aux enjeux croissants liés à la transition énergétique et à l'augmentation des énergies renouvelables.

L'année 2024 s'inscrit comme une étape clé pour le service Conduite de TEP, marquant la quatrième année consécutive de reprise de la gestion du **Réseau Public de Transport (RPT)**.

Cette même année marque aussi le troisième anniversaire du retour de la mission de Responsable d'Équilibre (RE) sous la responsabilité de TEP.

Pour rappel, cette fonction essentielle, visant à garantir l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, est confiée au quotidien, par convention à EDT-ENGIE.

Ci-après les évolutions significatives dans les missions de l'équipe de conduite, avec l'intégration de nouvelles infrastructures et l'adaptation aux défis techniques et organisationnels associés.

Trois axes majeurs ont mobilisé nos efforts :

1. Pilotage des deux nouvelles fermes solaires raccordées au réseau de transport

L'intégration de ces deux fermes solaires a représenté un enjeu stratégique pour l'exploitation du réseau, nécessitant une adaptation des procédures de conduite.

Ces nouvelles installations ont introduit une variabilité accrue dans la production, nécessitant une gestion en temps réel plus réactive pour garantir la stabilité du réseau.

Les principales contraintes rencontrées ont été :

- **L'intermittence de la production solaire**, nécessitant un suivi rapproché et des ajustements dynamiques de la répartition de charge.
- **La coordination avec le dispatching EDT ENGIE** Gestionnaire d'Équilibre (GE), pour assurer une injection maîtrisée dans le réseau de transport sans générer de déséquilibre.
- **L'adaptation des outils de supervision**, avec le déploiement de nouveaux algorithmes de prévision et d'optimisation de la production.

Grâce à une montée en compétence des équipes et à l'amélioration des interfaces de suivi, ces défis ont été relevés avec succès, permettant une intégration efficace des nouvelles capacités de production renouvelable.

On note toutefois de difficultés de tous les lauréats de l'AAP1, à respecter pleinement les termes de la loi, et de leur cahier des charges.

2. Renforcement du dialogue avec le gestionnaire de l'équilibre pour le placement des énergies

L'augmentation de la part des énergies renouvelables a complexifié le pilotage de l'équilibre entre production et consommation. L'équipe de conduite a dû intensifier sa collaboration avec le gestionnaire de l'équilibre afin d'optimiser l'insertion des différentes sources d'énergie (thermique, photovoltaïque, hydraulique).

Les défis majeurs ont été :

- **L'évolution des stratégies de placement de l'énergie**, avec une priorisation plus fine des moyens de production en fonction de la demande et des conditions météorologiques.
- **La nécessité d'une coordination accrue entre les acteurs du réseau**, impliquant des échanges plus fréquents et des prises de décision rapides pour éviter les congestions ou les pertes d'énergie.
- **L'ajustement des plans de production en temps réel**, afin de garantir un approvisionnement fiable malgré les fluctuations de la production renouvelable.

3. Mise sous tension des nouveaux postes électriques (bouclage 90 000 volts, renforcement 30 000volt)

L'intégration de nouveaux postes électriques à haute tension a été une étape essentielle, pour le renforcement et la sécurisation du réseau de transport. Ces mises sous tension ont exigé une planification rigoureuse, et une gestion méticuleuse des risques.

Les principales contraintes ont inclus :

- **La coordination des opérations de mise en service**, impliquant plusieurs équipes techniques et nécessitant un respect strict des procédures de sécurité.
- **Les tests et validations préalables**, indispensables pour assurer le bon fonctionnement des nouveaux équipements avant leur raccordement effectif.
- **La minimisation des impacts sur l'exploitation**, avec des bascules de charge planifiées afin d'éviter toute perturbation pour les usagers du réseau.

Grâce à une approche méthodique et une collaboration efficace entre les équipes de terrain et le centre de conduite, ces nouveaux postes ont été mis en service avec succès, contribuant à une meilleure fiabilité du réseau.

Pour garantir un service optimal de la conduite du réseau de transport, le service Conduite a défini différents indicateurs : le Taux de Pertes et l'Énergie Non Distribuée (END). Depuis 2023, un nouvel indicateur a été défini, le Temps de Coupure Equivalent (TCE), qui vient en lieu et place de l'ancien indicateur Temps Moyen de Coupure. Ces indicateurs illustrent les performances du service.

Le calcul du Taux de Pertes passe par le calcul de l'énergie injectée sur le réseau de transport et de l'énergie soutirée du réseau de transport.

Le calcul de l'END passe par la connaissance du temps de chaque coupure et de la puissance coupée au moment du défaut.

Le calcul du **TCE** nécessite de connaître l'**END** de chaque coupure et de la pondérer de la Puissance Moyenne qui transite sur le réseau ; le **TCE** pourra être comparé au **TMC** (Temps Moyen de coupure par Client), qui est un indicateur produit par le Distributeur d'Electricité. Toutefois, ce TMC n'est pas communiqué à TEP, en dépit de nos demandes répétées. Ce dernier n'est accessible, que bien plus tard, au moment de la publication du RAD (Rapport Annuel du Délégué) du distributeur, ce qui en retarde considérablement l'analyse comparative.

Rappel des définitions :

ED	Energie Distribuée = énergie fournie aux transformateurs abaisseurs de la distribution
PMDA	Puissance Moyenne Distribuée Annuelle (année N) = ED (année N-1) / nb heures annuelles (année N-1)
END	Energie Non Distribuée = Puissance coupée x Temps de coupure
TCE	Temps de Coupure Equivalent = END / PMDA

5.2 Production

La puissance du parc de production raccordé directement au RPT en fin d'année 2024 est de 199 MW répartis comme suit :

- 133 MW d'origine thermique (centrales de Punaruu et de Vairaatoa)
- 50 MW d'origine hydraulique (centrales situées dans les vallées de Vaite, Titaaviri, Vaihiria, Faatautia et Papenoo)
- 16 MW d'origine solaire (centrales Manasolar à Mataiea et Mahana O Hiupe à Taravao), pour 21 MWh installés

Noter que depuis novembre 2024, le poste source de Taravao est le siège d'une injection d'énergie (il se comporte par moment comme un poste de production)

C'est sur le RPD afférent à ce poste que sont connectées les deux centrales solaires Ito Nui, Fare Gouwe et Fare Meri (9 MWh installés, soit 6,7 MW)

Quand ces centrales produisent plus que la puissance appelée sur le RPD du poste, le poste de Taravao injecte l'énergie excédentaire sur le RPT

Le tableau ci-après dresse le bilan de production de l'année 2024 :

2024		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total	/2023	
Energie injectée sur le RPT	MWh	44 314	43 440	45 988	44 474	42 758	39 645	39 414	37 779	38 496	38 972	39 190	41 269	495 738	1,6%	
Thermique	MWh	19 653	26 006	36 346	26 842	29 486	29 218	24 787	24 887	16 916	19 881	26 069	19 482	60%	299 572	-10,4%
Hydro	MWh	24 661	17 433	9 642	17 632	13 272	10 427	14 627	12 892	21 579	19 033	12 353	19 520	39%	193 072	25,8%
Solaire connecté au RPT	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	59	767	2 259	1%	3 085	-
Solaire issu de la distribution	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,08	8	0%	8	-

L'énergie thermique injectée sur le RPT représente 60% de l'énergie produite, et l'hydroélectricité 39 %

L'énergie solaire injectée sur le RPT ne représente aujourd'hui que 1% de l'énergie injectée, pour à peine plus de 2 mois de production

Noter la progression de 1,6 % de l'énergie totale injectée sur le RPT, par rapport à 2023, et la forte croissance de l'hydroélectricité (+26%)



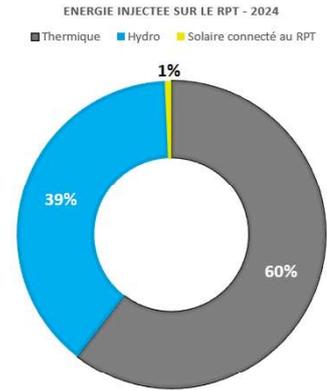
67 % de la puissance installée
60 % de l'énergie injectée



25 % de la puissance installée
39 % de l'énergie injectée



8 % de la puissance installée
1 % de l'énergie injectée



5.3 Consommation

Plus de 99 % de l'énergie soutirée du RPT part sur le RPD (Distribution)

Cette distribution est répartie en deux zones :

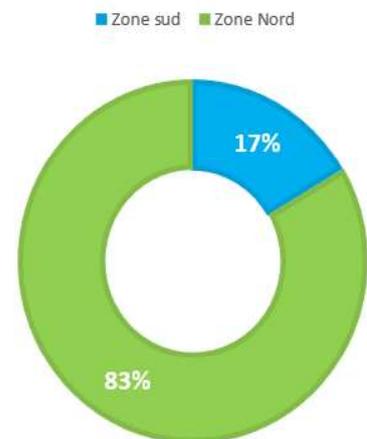
- La zone sud qui concerne les postes sources de Taravao et Atimaono, dont le RPD concédé à TSE, et qui représente 17 % de l'énergie distribuée
- La zone nord qui concerne les postes sources de Punaruu, Tipaerui, Vairaatoa, Arue et Papenoo , dont le RPD est concédé à EDT, et qui représente 83 % de l'énergie distribuée

2024	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total	/2023
Distribution MWh	43 294	42 594	45 239	43 574	41 964	38 942	38 674	37 021	37 558	37 900	38 262	40 290	485 311	1,5%
Zone Nord MWh	36 999	36 374	38 605	37 265	35 854	33 345	33 018	31 630	32 192	32 578	32 898	35 064	415 821	86%
Zone Sud MWh	6 294	6 220	6 634	6 309	6 110	5 596	5 656	5 391	5 366	5 322	5 364	5 227	69 490	17%

Le graphique suivant permet de constater la saisonnalité de la consommation d'énergie, avec un pic au mois de mars et une baisse de consommation en saison sèche



ENERGIE SOUTIREE EN DISTRIBUTION - 2024



5.4 Pertes

Les pertes du RPT sont la différence entre ce qui est injectée sur le réseau et ce qui est soutiré du réseau

Ce qui est injecté :

- La production thermique
- La production hydro
- La production solaire
- La production qui remonte des postes sources (surplus de production en distribution ; cf poste Taravao)
- L'énergie injectée par les BESS (batteries ; cf Putu Uira)

Ce qui est soutiré :

- La distribution
- Les auxiliaires des centrales thermiques
- Les auxiliaires des centrales hydro
- Les auxiliaires des centrales solaires
- L'énergie soutirée par les BESS (batteries des producteurs solaires ; batteries de Putu Uira)

Les pertes sont donc constituées :

- Des pertes en ligne dans les liaisons du transport
- Des pertes de transformation
- De la consommation des auxiliaires nécessaire au fonctionnement des postes TEP

Le tableau ci-dessous donne un récapitulatif de ces pertes :

2024		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total
Energie injectée sur le RT	MWh	44 317	43 448	45 992	44 475	42 761	39 645	39 414	37 781	38 501	38 976	39 196	41 292	495 798
Thermique	MWh	19 853	26 006	36 346	26 842	29 486	29 218	24 787	24 887	16 916	19 881	26 069	19 482	60,4%
Hydro	MWh	24 861	17 433	9 642	17 632	13 272	10 427	14 627	12 892	21 579	19 033	12 353	19 520	38,9%
Solaire	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	59	767	2 259	0,62%
Solaire issu de la distribution	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,08	8	8	0,00%
Putu Uira	MWh	3	8	3	1	3	0,1	0,8	2,7	5,2	3,5	6,5	23,4	0,01%
Energie soutirée du RT	MWh	43 573	42 809	45 519	43 844	42 222	39 212	38 933	37 314	37 864	38 261	38 611	40 680	488 845
Distribution	MWh	43 294	42 594	45 239	43 574	41 964	38 942	38 674	37 021	37 558	37 900	38 262	40 290	99,3%
Thermique (aux directs)	MWh	182	107	153	169	145	163	160	189	193	169	131	194	0,40%
Hydro (aux directs)	MWh	9	18	39	18	25	29	23	26	9	17	26	18	0,05%
Solaire (aux directs)	MWh	0	0	0	0	0	0	0	1	73	101	32	32	0,04%
Putu Uira (charge et aux)	MWh	58	60	54	52	59	52	54	55	77	76	65	118	0,16%
Postes TEP (aux)	MWh	30	31	34	31	29	25	23	24	26	27	27	29	0,07%
Pertes TEP Transport	MWh	773	669	506	663	568	459	504	491	663	741	612	640	7 289
Liaisons, TR et aux TEP		1,7%	1,5%	1,1%	1,5%	1,3%	1,2%	1,3%	1,3%	1,7%	1,9%	1,6%	1,55%	1,47%

On mesure **1,47 %** de pertes en 2024, contre **1,42 %** en 2023

On doit s'attendre à une légère hausse des pertes en 2025 en raison de la progression de la production solaire au sud-est, loin des lieux de consommation du nord-ouest

A titre indicatif, la BESS de Putu Uira (qui n'est pas comptée dans les pertes mesurées ci-dessus), génère à elle-seule un taux de pertes de 0,15 % (720 MWh de consommation nette) :

Putu Uira	MWh	3	8	3	1	3	0,1	0,8	2,7	5,2	3,5	6,5	23,4	60
Putu Uira (charge et aux)	MWh	58	60	54	52	59	52	54	55	77	76	65	118	780,9
Pertes Putu Uira	MWh	55,81	51,95	50,77	50,96	55,96	52,30	53,47	51,93	71,81	72,22	59,01	94,35	720,53
Rendement Putu Uira observé		4,5%	13,4%	6,4%	2,1%	5,0%	0,1%	1,5%	5,0%	6,8%	4,7%	9,9%	19,9%	7,74%
Contribution de Putu Uira aux pertes		0,13%	0,12%	0,11%	0,11%	0,13%	0,13%	0,14%	0,14%	0,19%	0,19%	0,15%	0,23%	0,15%

5.5 Incidents

En 2022, 36 incidents ont affecté le RPT, dont 11 avec incidence clientèle

En 2023, 36 incidents, dont 15 avec incidence clientèle

En 2024, il y a eu 16 incidents dont seulement 2 avec incidence clientèle ; ces deux incidents ont affecté les clients du postes d'Atimaono

Le premier, en date du 14 juin, qui a duré un peu plus de 2 minutes (soit un temps de coupure équivalent de 11 secondes pour une puissance coupée de 4,2 MW) était dû à la défaillance d'une protection différentielle

Le second, en date du 26 octobre, qui a duré un peu plus de 8 minutes (soit un temps de coupure équivalent de 19 secondes pour une puissance coupée de 2,3 MW) était également dû à la défaillance d'une protection différentielle

Les protections différentielles défaillantes ont fait l'objet d'une rénovation complète

Les indicateurs standards pour le suivi des incidents sont :

- L'énergie non distribuée (END)
- Le temps de coupure équivalent (TCE)

Le tableau suivant donne la valeur de ces indicateurs depuis 2022 :

	ED		PMDA		TOTAL		NORD		SUD		VAIRAATO		TIPAERUI		ARUE		PUNARUU		PAPENOO-AVAL		ATIMAONO		TARAVAO	
	MWh	MW	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh	hh:mm:ss	MWh
2022	472 518	54,48	0:14:39	13,30	0:00:00	0,00	0:14:39	13,30	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:05:17	4,79	0:09:23	8,51
2023	478 225	53,94	0:05:21	4,82	0:00:14	0,21	0:05:06	4,60	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:14	0,21	0:02:54	2,62	0:02:12	1,98		
2024	485 311	54,59	0:00:30	0,47	0:00:00	0,00	0:00:30	0,47	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:00	0,00	0:00:30	0,47	0:00:00	0,00

Avec :

ED Energie Distribuée = énergie fournie aux transformateurs abaisseurs de la distribution

PMDA Puissance Moyenne Distribuée Annuelle (année N) = ED (année N-1) / nb heures annuelles (année N-1)

END Energie Non Distribuée = Puissance coupée x Temps de coupure

TCE Temps de Coupure Equivalent = END / PMDA

On constate une nette amélioration de l'END et du TCE, avec seulement 470 kWh non distribués et 30 secondes de coupure en 2024.

L'amélioration des réseaux HTA du sud en est la principale raison

VI. Responsabilité d'équilibre

Rappel : le code de l'énergie confie au gestionnaire du réseau de transport la responsabilité de l'équilibre depuis janvier 2022. L'une des motivations de cette disposition est de garantir un traitement équitable et non discriminatoire de tous les producteurs d'électricité.

6.1. Mise en service des fermes solaires de l'AAP1

2024 aura été l'année du raccordement des fermes solaires de l'AAP1 :

- MANASOLAR (MS), raccordée fin septembre au RT pour essais, en exploitation commerciale depuis le 3 décembre
- MAHANA O HIUPE (MOH), raccordée mi-septembre au RT pour essais, en exploitation commerciale depuis le 11 décembre
- ITO NUI, dont les 2 fermes raccordées au RD ont débuté leur exploitation commerciale depuis le 17 décembre

L'insertion de ces trois nouveaux producteurs dans le mix a considérablement modifié la gestion de l'équilibre. Rappelons que conformément à la loi (A62CM), les IPP (Installations de Production Photovoltaïque) envoient chaque jour au RE (TEP) leurs prévisions de production sous forme de plateaux, avec deux possibilités quotidiennes de mise à jour, en fonction de l'évolution de l'irradiation.

- Le RE (TEP) contrôle MS et MOH
- Le GE (EDT) contrôle ITO NUI
- Le RE centralise les données prévisionnelles
- RE et GE s'échangent des données de temps réel et prennent des décisions concertées

Au terme du mois de décembre, on constate que les trois IPP ont de grosses difficultés à tenir leurs prévisions. De très nombreux dépassements (non-conformités à la loi) ont été constatés, qui n'ont pas donné lieu, pour l'instant, à des déconnexions.

Dès le mois de janvier 2025, des réunions mensuelles ont été programmées, d'une part entre le RE-GE et les IPP, d'autre part entre le RE et le GE. En plus du bilan d'activité des IPP, l'objectif de ces réunions est de chercher des pistes d'amélioration pour la conduite, l'exploitation, et la gestion de l'équilibre, quitte à modifier le texte de loi (A62CM).

Pour ce faire, nous allons proposer une période d'essais de plusieurs mois, afin de se donner suffisamment de recul (REX) pour prendre les bonnes décisions.

Notamment, un des sujets de discussion abordé dès novembre 2024 concerne les dispositions légales de constitution de la réserve primaire : la loi impose aujourd'hui que cette réserve soit au moins égale, à chaque instant, à 85 % de la puissance produite fatale à caractère aléatoire (article 5 de l'A62CM). TEP considère que la loi ne devrait pas fixer de seuil, mais plutôt laisser les opérateurs adapter ce seuil en fonction des situations observées et anticipées. Ce sujet sera traité en priorité lors des réunions mensuelles de 2025.

Un autre sujet important concerne la situation de conflit d'intérêt dans laquelle se trouve le Directeur Général de Marama Nui, qui continue d'intervenir en astreinte sur le placement des énergies pour le compte du GE, et prendra certainement en 2025, la direction générale de l'entreprise ITO NUI, qui gère deux IPP. Le MEF (ministère de l'Energie et des Finances) a été alerté de cette problématique mi-décembre.

6.2. Données nécessaires à l'action du responsable d'équilibre

Pour mener à bien ses missions de conduite des réseaux et de contrôle équitable des producteurs, le RE doit avoir accès en temps réel à des paramètres indispensables aux prises de décision :

- Niveau des bassins (donnée qui conditionne le caractère fatal de l'hydro)
- Puissance des machines hydro (P et Q)
- Modes de régulation (P et Q) des machines hydro

TEP relance régulièrement, sans réponse, le producteur hydro. Le MEF est parfaitement informé de la situation.

6.3. Services systèmes proposés par Marama Nui

Mi-décembre, Marama Nui a proposé des services systèmes directement à son autorité concédante. Ces services systèmes sont :

- Création de réserve primaire par l'hydro
- Gestion automatique du niveau des bassins (Remarque : ce n'est pas un service système)
- Lissage du PV fatal par l'hydro

TEP s'est saisie du sujet, qui sera traité dans les réunions mensuelles RE-GE-DPE-MEF en 2025. En la matière, c'est le RE qui sera prescripteur et demandeur de services systèmes.

La société Marama Nui n'a toutefois, à ce jour, apporté aucune réponse à nos écrits en ce sens.

6.4. Appel à Projet n°2

L'administration a sollicité TEP et EDT pour une étude complémentaire, dans le but de choisir la meilleure option pour lancer un AAP2 de développement du solaire sur Tahiti.

En s'appuyant sur l'étude RTEi de 2022/2023, sur les travaux complémentaires du cabinet Armonie, sur le benchmark international, sur les recommandations de la CRE et sur l'avis de la communauté scientifique, TEP a rendu un travail complet qui a démontré que l'intérêt collectif était de développer dès à présent du stockage centralisé, à la main du RE, et de lancer un AAP2 sans stockage.

Afin de faciliter le travail de l'administration, TEP a produit deux cahiers des charges :

- Le premier pour un AAP2 sans stockage
- Le second pour un stockage (BESS) centralisé

Nos recommandations n'ont pas été suivies et un AAP2 très similaire à l'AAP1 a été lancé, avec seulement une réserve sur le renouvellement des batteries.

6.5. Etude ARTELIA

A la demande de l'administration, L'ADEME a relancé une étude de développement et d'insertion des EnR, de manière globale, sur l'île de Tahiti. Le titulaire du marché d'étude est ARTELIA. Il s'agira d'apporter des réponses aux questions suivantes :

- Quelles sont les conditions requises pour l'atteinte des objectifs énergétiques fixés par la Polynésie française et plus loin, de son autonomie énergétique ?
- A quelle échéance ?
- Quel serait alors le parc de production et de stockage optimal ?
- Quelle serait la répartition géographique des moyens de production et de stockage ?
- Quel serait le coût moyen de l'électricité (LCOE) et son impact sur le système de compensation ?
- Quels seraient les besoins en termes d'infrastructure de réseau ?
- Quels seraient les besoins en moyens d'équilibrage et de services système ?

Le premier comité de pilotage s'est tenu mi-janvier 2025, en présence du MEF, de la DPE, du HC, de l'ADEME, d'EDT et de TEP. A noter que lors de nos discussions préparatoires, ARTELIA a confirmé qu'un stockage centralisé était beaucoup plus intéressant qu'un stockage décentralisé...

On attend les conclusions de cette étude pour le troisième trimestre 2025.

Les résultats de l'étude doivent apporter aux décideurs et parties prenantes une vision des investissements à réaliser et permettre d'identifier les potentiels EnR à mobiliser, afin que, sur cette base, ils puissent déterminer les mesures à engager pour desserrer les éventuelles contraintes limitant leur accès.

Pour mémoire, l'étude RTEi avait montré qu'avec les IPP de l'AAP1 et de l'AAP2 équipés de stockages (« 1 pour 1 »), il n'était pas nécessaire de renforcer le réseau de transport. En revanche, si l'on souhaite développer la zone « sud » (les environs de Taravao), il sera nécessaire :

- Soit de créer une liaison 90 kV entre Faatautia et Taravao avec un poste 90 kV à Taravao
- Soit de doubler les liaisons 30 kV entre Faatautia et Taravao, et éventuellement, plus tard, entre Atimaono et Punaruu

Principalement pour des raisons d'accès au foncier, plus tard, il est fort probable que cette zone sud soit le siège d'un développement de nouveaux moyens de production, qu'ils soient solaires ou hydro.

A l'instar de l'étude RTEi de 2023, cette nouvelle étude ARTELIA, dont on attend des résultats avant fin 2025, proposera donc (ou non...) des renforcements et/ou des développements de réseau, ainsi que le dimensionnement et le positionnement de BESS.

Néanmoins, TEP propose de ne pas attendre ces résultats, en présentant rapidement un projet de BESS centralisée destinée à compenser la montée du solaire en toiture (>50 MWc installés début 2025), mais également à proposer un service système d'EOD. Ces services systèmes de lissage d'une part, d'EOD d'autre part, seront précisés dans l'étude de dimensionnement de la BESS. La première BESS serait attenante au poste de Faatautia, raccordée en 30 kV. Ce projet présente plusieurs avantages :

- Disponibilité du foncier
- Proximité des zones de production du sud (dans le cadre d'une fonctionnalité de stockage de l'énergie produite – EOD)
- Raccordement à un poste 90 kV (facilité d'évacuation de la puissance vers les zones de consommation)

6.6. Site 3 et stockage centralisé

TEP a produit une PTF de raccordement en 30 kV d'un troisième site de production thermique EDT sur les terrains de TNT à Papenoo.

Dès octobre 2024, TEP a sollicité l'administration afin de participer aux débats techniques et économiques concernant ce site 3. D'autant plus qu'EDT a proposé d'y installer un stockage centralisé pour compenser le solaire, idée que défend TEP depuis plusieurs années maintenant.

Il est clair que cette BESS, même financée par EDT, devrait être pilotée de manière centralisée par le RE, qui devrait donc prendre part aux discussions de mise en œuvre de son pilotage de cette BESS (EMS – PMS / Energy Management System – Power Management System).

Une relance sera faite à l'administration début 2025.

Par ailleurs, TEP a démontré à plusieurs reprises la nécessité du développement des stockages centralisés (Ce qui n'en doutons pas sera confirmé par les résultats de l'étude ARTELIA) ; Cette BESS qui serait installée sur le site 3 sera complémentaire de la BESS que nous proposons au poste Faatautia, et, dans tous les cas, nécessiterait d'être étudiée conjointement (Les deux BESS seraient pilotées par un seul EMS, de manière centralisée)

6.7. STEP Marama Nui

Marama Nui a proposé directement à son autorité concédante l'installations de STEP dans les vallées hydro existantes :

- Baby STEP à Titaaviri-2
- Mama STEP à Papenoo-2
- Big Mama STEP entre les vallées de Vaiiha et le bassin AB de Faatautia

TEP a été sollicitée pour une PTF concernant le site Baby STEP de Titaaviri-2, mais n'a, à ce jour, pas été associée aux débats entre Marama Nui et l'Administration.

Là encore, l'administration sera relancée en début d'année.

VII- Informatique administrative, télécommunication, téléconduite & informatique industrielle

7.1 Réorganisation du service informatique en 2024

L'activité informatique, englobait les domaines Industrielle, Télécom et Bureautique.

Au cours de l'année 2024, le service informatique a fait l'objet d'une réorganisation majeure afin d'optimiser son fonctionnement et d'adapter ses ressources aux besoins évolutifs de l'entreprise.

Cette restructuration a été motivée par plusieurs facteurs, notamment le départ du responsable du service au dernier trimestre de l'année.

Face à cette transition, il était essentiel de redéfinir les responsabilités et d'établir une organisation plus efficace. Ainsi, le service a été scindé en deux pôles distincts, chacun ayant des missions spécifiques et complémentaires.

7.2. Pôle Informatique Industrielle et Support Télécom

Ce premier pôle se concentre sur les infrastructures et les systèmes dédiés aux environnements industriels. Il assure essentiellement la gestion et la maintenance des outils de téléconduite, garantissant ainsi leur bon fonctionnement et leur optimisation. De plus, ce pôle prend en charge le support des infrastructures télécoms, essentielles à la connectivité et à la communication.

Impact organisationnel :

- Meilleure spécialisation des équipes techniques, avec une expertise renforcée sur les systèmes industriels.
- Optimisation des interventions sur les équipements de téléconduite, minimisant ainsi les risques d'interruption d'activité.
- Renforcement de la fiabilité des réseaux télécoms et amélioration de la gestion des incidents.
- Mise en place d'une astreinte informatique industrielle pour garantir la continuité de service.

7.3. Pôle Informatique Bureautique

Le second pôle a pour mission la gestion et l'évolution des outils bureautiques utilisés au sein de l'entreprise. Cela inclut l'administration des postes de travail, la maintenance des logiciels métiers et l'amélioration continue des solutions collaboratives (messagerie, gestion documentaire, cybersécurité, etc.).

Impact organisationnel :

- Meilleure prise en charge des besoins des collaborateurs en matière d'outils numériques.
- Déploiement plus efficace des nouvelles technologies
- Réduction des délais d'intervention et meilleure réactivité du support informatique.
- Une meilleure prise en compte des aspects Cyber et des nouvelles dispositions légales à venir (dont la NIS 2).
- Un renforcement des exigences des parties tierces sur la sécurité des données (CAC, ASSURANCES, ...)

7.4. Focus sur les Télécoms et le SCADA

Le réseau de transport d'électricité est une infrastructure vitale qui assure l'acheminement de l'énergie à grande échelle. Avec l'essor des énergies renouvelables et de la gestion en temps réel, la communication entre les équipements devient cruciale.

Les liaisons fibre optique offrent un moyen de transmission ultra-rapide (temps réel), sécurisé et fiable, pour superviser et piloter le réseau électrique en temps réel.

Le déploiement de nouvelles liaisons fibre optique est un investissement d'avenir, garantissant :

- Une meilleure efficacité opérationnelle
- Des coûts de maintenance réduits
- Une flexibilité pour les évolutions technologiques futures

Une partie des activités du service a consisté à apporter un soutien technique et à accompagner les Chefs de projets dans la réalisation de la boucle 90kV.

Pour répondre aux besoins d'extension du backbone Télécoms (cœur de réseau à haute disponibilité) de TEP, la création de nouvelles liaisons était nécessaire pour connecter les postes numériques 90 000 volts et 30 000 volts aux infrastructures existantes.

Plusieurs nouvelles liaisons en fibre optique ont été posées et validées par l'équipe cette année :

- Liaison fibres optiques – TEP5 (lien entre le poste Punaruu 90kV et Tipaerui 90kV)
- Deux liaisons OPGW – Remplacement câble de garde équipé de fibres optiques
 - Lien entre le poste Punaruu 90kV et Poste Sud 1
 - Lien entre le poste « Poste Sud 1 » et le Pylône 1 Faatautia
- Liaison fibres optiques entre le poste Faatautia 2 et le Pylône 1 Faatautia
- Liaison fibres optiques entre le poste Arue 90/30 et Tipaerui 90/30

Ces réalisations démontrent les compétences pointues, la capacité d'intervention en milieu extrêmement difficile d'accès, et l'autonomie des agents, dans la gestion et l'évolution des liens de communications de TEP.

L'avenir du transport d'électricité repose sur une infrastructure de communication résiliente, évolutive et sécurisée. La fibre optique est le socle technologique qui permettra de répondre aux défis de demain.

7.5. Focus sur la Téléconduite

Au cours de cette année, l'équipe a été pleinement mobilisée pour assurer le maintien opérationnel des équipements de téléconduite et du système SCADA. Ce travail a été essentiel pour garantir la disponibilité des outils de supervision et de contrôle du réseau électrique, malgré les défis techniques et organisationnels rencontrés.

Maintien opérationnel et fiabilisation des équipements

L'équipe a veillé en permanence au bon fonctionnement des équipements de téléconduite déployés sur l'ensemble du réseau.

Cela a nécessité :

- **La surveillance et la maintenance préventive** des RTU et des passerelles de communication, afin d'éviter toute défaillance susceptible d'impacter la conduite du réseau.
- **Des interventions correctives rapides**, assurant un rétablissement efficace des équipements en cas de dysfonctionnement.

- **L'optimisation et la modernisation** progressive des infrastructures, garantissant leur performance et leur pérennité.

Evolution et adaptation du SCADA

En parallèle du maintien opérationnel, l'équipe a réalisé les évolutions du SCADA, en intégrant les nouvelles configurations et en adaptant les outils aux transformations du réseau.

Cela a impliqué :

- **L'intégration de nouveaux postes électriques**, nécessitant la mise en service de nouveaux postes asservis (RTU) et la configuration des liaisons de communication avec le SCADA.
- **L'évolution des modèles de supervision**, en prenant en compte les modifications de l'architecture du réseau et les nouveaux besoins des exploitants.
- **L'amélioration continue des outils** utilisés pour le suivi des événements et la prise de décision au centre de conduite.

L'un des chantiers majeurs a été la configuration et l'intégration des nouveaux postes asservis (RTU) dénommés PCCN_9035 installés dans les nouveaux postes électriques 90 000 volts et 30 000 volts au nombre de cinq servant à l'équipe de conduite de piloter à distance les organes ainsi qu'à la surveillance des télémesures.

Cette tâche s'est avérée particulièrement complexe en raison de :

- Contraintes techniques liées à la diversité d'équipements à maîtriser
- La migration vers un nouveau protocole de communication entre les périphériques (CEI 61850)
- La prise en main des outils de configurations reçus du fournisseur qui évoluaient au fur et à mesure de l'avancée

Au-delà de ça, l'équipe a su relever le défi et assuré les mises en services des postes asservis dans les délais impartis.

Un engagement fort malgré un effectif réduit

Malgré une équipe en effectif réduit, nous avons répondu aux sollicitations des équipes d'ingénierie, Transition Energétique, Maintenance, Conduite, en apportant un support technique réactif et efficace.

- **Accompagnement des évolutions du réseau**, en intégrant les nouvelles contraintes opérationnelles et en assurant la mise à jour des configurations en temps voulu.
- **Support technique aux équipes**, avec une disponibilité constante pour résoudre les incidents et garantir une supervision optimale.
- **Collaboration étroite avec les autres services**, permettant d'anticiper les besoins et d'adapter les outils aux nouvelles exigences du réseau électrique.

Evolution de l'outil de conduite vers un EMS

Deux évolutions majeures concernent notre outil de conduite :

- Le contrôle des fermes solaires de l'AAP1
- La gestion centralisée des stockages d'énergie

La première fonctionnalité (contrôle des fermes solaires de l'AAP1) a dû être mise en place avant fin 2024.

Cette fonctionnalité couvre toutes les prescriptions indiquées dans la loi (A62CM), à savoir :

- Enregistrement et gestion des fichiers de prévision (plateaux)
- Suivi temps réel de la production (injection et soutirage)
- Contrôle de la conformité aux règles imposées par la loi
- Pilotage de chaque ferme (écrêtement, découplage, consigne de P=0, autorisation de couplage, pilotage de la tension, etc.)
- Edition de rapports mensuels

Après consultation de nombreux fournisseurs d'EMS et de SCADA, nous avons décidé de mettre en œuvre la stratégie de développement suivante :

- Nous avons demandé à ACTIA, le fournisseur de notre SCADA actuel (MISTRAL), de s'associer avec COPADATA, spécialiste des EMS mais aussi des SCADA (ZENON), dans le but de développer l'outil MISTRAL en lui adjoignant les fonctionnalités précisées plus haut. L'intérêt pour TEP de cette association réside dans le fait qu'ACTIA connaît parfaitement nos postes et notre structure, puisqu'ils installent et implémentent la majeure partie de nos automates de postes. A fin 2024, l'opération est d'ores et déjà une réussite, puisqu'hormis la fonctionnalité « édition de rapports » (qui sera finalisée en avril 2025), toutes les fonctions attendues sont opérationnelles.
- Parallèlement, afin de ne pas mettre tous nos œufs dans le même panier, nous avons demandé à un autre spécialiste des EMS et des SCADA, EnergyPOOL, de proposer un développement similaire. Celui-ci sera mis en œuvre à partir du premier trimestre 2025. EnergyPool présente l'avantage d'être déjà présent dans le Pacifique, puisqu'ils gèrent le pilotage centralisé (production, BESS et SCADA-réseau) de Nuku Alofa (Tonga), mais ont également remporté le lot EMS du développement solaire-BESS de l'île de Huahine pour le compte de la SPL.

Ainsi, au terme de 2025, au vu des performances de chacun, nous serons à même de juger qui des deux, ACTIA-COPADATA ou EnergyPool, sera le plus à même de proposer le développement de la seconde évolution majeure du pilotage des réseaux :

- La gestion centralisée des stockages d'énergie (BESS, STEP) et des services systèmes afférents (lissage, EOD, inertie, Pcc, tension, etc.). Cette gestion centralisée est intimement liée au SCADA, d'où l'intérêt d'avoir choisi deux spécialistes des EMS/PMS mais également des SCADA.

7.6. Un bilan positif et des défis à venir

La nouvelle organisation a permis de clarifier les missions, et de renforcer la spécialisation des équipes. En délimitant précisément les périmètres d'intervention, l'entreprise vise une plus grande efficacité dans la gestion de son infrastructure informatique.

Dans les mois à venir, des ajustements seront apportés en fonction des retours d'expérience et des nouveaux besoins identifiés. L'objectif est d'assurer une continuité de service optimale, tout en anticipant les évolutions technologiques, et les défis liés à la transformation digitale de l'entreprise.

ACTIONNARIAT

Tableau récapitulatif de l'actionnariat TEP au 31.12.2024

Actionnaires- Administrateurs	Nombre d'action	%	Actionnaire depuis
Polynésie Française	134 991	75%	1 985
M. Warren DEXTER M. Hervé DUBOST-MARTIN M. Ueva HAMBLIN			
RTE International	44 999	25%	2022
Mme Veronika MILEWSKI M. Philippe MICHAL	1		2023
Actionnaires sans mandat Social	Nombre d'action	%	Actionnaire depuis
Succession Alban ELLACOTT	4		1987
M. Jacques TEUIRA	2		2001
M. Dominique AUROY	1		1985
Succession Roger DOOM	1		1986
Succession Tinomana EBB	1		1985
	180 000		100%

RESSOURCES HUMAINES

I- Effectifs

L'effectif moyen sur l'exercice 2024 s'élève à 40 collaborateurs, contre 41 collaborateurs en 2023. La moyenne d'âge des collaborateurs de TEP est de 40 ans.

3 recrutements ont été réalisés dont :

- 2 techniciens de maintenance au second trimestre 2024 en CDI
- 1 chef de projet junior au service Transition Energétique en novembre 2024 en CDD (12mois)

TEP a reçu 3 stagiaires durant l'année 2024 :

- | Deux stagiaires en Master 2 GEMIT Gestion des Energies en milieu insulaire et tropical-358hrs (mars à août 2024) au Service Transition Énergétique, dont un a été embauché en CDD à l'issue de son stage.
- | Une stagiaire 1^{ère} ESIGELEC ingénieur en génie civil au Service Ingénierie (juin à juillet 2024)
- | Un stagiaire Terminale ST 12D du collège La Mennais, au Service Informatique (2 semaines)

1 agent est en congé sans solde pour une durée de 12 mois du 1/06/2024 au 31/05/2025.

1 départ volontaire est intervenu au cours de l'année par une rupture de contrat.

En juillet 2024, nous avons migré vers un nouvel outil de gestion des absences et congés « OPTIMAL RH » afin d'arrêter les formulaires de demande de congé sur LASERFICHE.

A compter du 1^{er} août 2024, deux agents du service informatique et télécommunications ont intégré l'astreinte.

II- Les formations et le maintien des compétences

Le plan de formation est coconstruit avec l'ensemble des parties prenantes internes, en intégrant les enjeux de développement de l'entreprise, les obligations de formation dans le domaine de la Santé et Sécurité au travail et les attentes des collaborateurs énoncées lors des entretiens annuels.

Le plan de formation 2024 a répondu aux axes suivants :

- > Assurer ses missions actuelles et futures ;
- > Développer les compétences des collaborateurs dans le cadre de leurs métiers ;
- > Donner l'opportunité aux collaborateurs de se former en fonction de l'appréciation de leurs besoins.

III- Performances sociales- Indicateurs

N°	Indicateurs	2022	2023	2024
RH1	Effectifs moyens (nbr de collaborateur)	39	41	40
RH2	Age moyen	39	39	40.5
RH3	Effectif employé	0	0	0
RH4	Effectif agent de maitrise	22	21	25
RH5	Effectif cadre	19	20	16
RH6	Effectif personnel handicapé	0	0	0
RH7	Masse salariale (MXPF)	377	412	390
RH8	Coût moyen collaborateur (MXPF/collaborateur)	9.6	9.6	9.2
RH9	Effectif ayant une astreinte	12	12	14
RH10	Heures travaillées totales	80 023	83 955	83 457
RH11	Heures supplémentaires	1681	1585	1 759
RH12	Temps moyens travaillées mensuellement (Temps global au mois/effectif ; en heures) (RH10/12) /RH1	171	170	174
RH13	Heures de formations prévues au plan de formation (heures)	4 240	1 296	1 961
RH14	Heures de formations réalisés (heures)	1 995	1 172	406
RH15	Nombres moyens d'heures de formations réalisées par collaborateurs (RH14/RH1)	50	29	10

RH16	Nombre total d'heures de formation corrélées à la S&ST	1 480	546	0
RH17	Coût de formation budgété (MXPF)	14.3	13	10
RH18	Coût de formation réalisé (MXPF)	12.6	10.7	1.6
RH19	Coût de formation annuel par collaborateur (réalisé) (MXPF/collaborateur) (RH18//RH1)	0.3	0.26	0.04
RH20	Nombre d'AT mortel	0	0	0
RH21	Nombre d'AT avec arrêt (nbr)	0	0	0
RH22	Nombre d'Accident du trajet avec arrêt	0	0	0
RH23	Nombre de jours d'arrêts suivant un AT (Jours d'arrêts cumulés)	0	0	0
RH24	Taux de fréquence (RH21/RH10)	0	0	0
RH25	Taux de gravité (RH23/RH10)	0	0	0
RH26	Nombre d'autres évènements indésirables signalés	14		/
RH27	Absentéisme (maladie + accident) (Jours cumulés)	182	199	125
RH28	Taux d'absentéisme (RH27/RH1)	4.66	4.85	3.18
RH29	Maladies professionnelles (Déclaration & reconnaissance)	0	0	0
RH30	Nombre de représentants du personnel	4	4	4
RH31	Nombre de réunion DP	15	11	12

ASPECTS JURIDIQUES - LITIGES

A n	Affaire	Jurisdiction	Désignation	Etat d'avancement
2022	Parquet/ Ismaël HAAPUE A	Tribunal correctio nnel	Electris ation d'un agent de CEGELE C sur un ouvrag e du Poste Punaru u 30kV	<p>TEP a été mis en examen suite à son audition par le juge d'instruction le 19 septembre 2022, suite à l'électrification d'un agent de CEGELEC (prestataire), le 9 octobre 2017, sur un ouvrage de PUN30kV.</p> <p>TEP a contesté sa mise en examen devant la chambre d'instruction de la cour d'appel.</p> <p>Le 10 octobre 2023, la Chambre de L'Instruction de la Cour d'Appel de Papeete a rejeté la requête en nullité de TEP.</p> <p>TEP s'est pourvue devant la Cour de cassation qui, le 4 juin 2024, a cassé l'arrêt rendu le 10 octobre 2023, et renvoyé toutes les parties devant la chambre de l'instruction.</p> <p>Le 24 septembre 2024, la Chambre de L'Instruction de la Cour d'Appel de Papeete a une nouvelle fois rejeté la requête en nullité de la mise en examen portée par TEP. TEP ne s'est pas pourvue en cassation.</p> <p>Aujourd'hui, l'intégralité du dossier d'instruction est en cours de récupération, il s'en suivra une demande de conversion de la mise en examen en statut de témoin assisté devant le juge d'instruction. Dans le cas où cette demande de conversion venait à être rejetée, TEP plaidera sa relaxe devant le Tribunal Correctionnel.</p>
2024	COGEFI- QBE c/ EDT – TEP appelé en cause par EDT	Tribunal Mixte de Commer ce de Papeete	Appel en cause de TEP par EDT	<p>EDT a appelé TEP en cause dans le cadre d'un contentieux l'opposant aux assureurs COGEFI et QBE, portant sur les conséquences de sinistres, consécutifs au blackout survenu le 10 octobre 2019 à Tahiti.</p> <p>Le 19 décembre 2024 : TEP reçoit l'assignation devant le TMC pour l'audience du 14 février 2025</p> <p>Le 14 février 2025 Me Vaitiare Algan s'est constituée pour TEP, l'affaire a été renvoyée au 14 mars 2025.</p> <p>Le 14 mars 2025 l'audience a été renvoyée au 11 avril 2025, TEP demandera une nouvelle fois la communication des pièces du dossier lors de cette prochaine audience, l'avocat d'EDT n'ayant pas transmis à TEP l'intégralité du dossier.</p>

Enjeux liés aux contentieux ou affaires juridiques en cours et provisions

Affaire	Montant	Observations
CTX ISMAEL HAAPUEA	Préjudice éventuel subi par la victime si procès civil	Article 222-19 al 2 du code pénal
AFFAIRES FONCIERES	13.000.000 XPF	135.000F (évaluation association) *44 pylônes + évaluation PAHOA (1.140.000XPF)
BLACK OUT novembre 2023	Dommages matériels subis par TEP : En cours d'évaluation Dommages subis par tiers : Réclamations des clients transmises par EDT = 11 800 000 XPF	Provision à hauteur de notre franchise BDM pour nos dommages soit : <u>3 000 000 XPF</u> Provision à hauteur de notre franchise RC défaut de fourniture pour les dommages aux tiers soit : <u>5 966 590 XPF</u>
Endommagement d'un câble HT (liaison ARU-PAPV 90kV) par LTPP	35.793.133 XPF	<p>Le 1er février 2024, un câble HT (liaison ARU-PAPV 90kV) a été endommagé par les travaux de carottage du Laboratoire des Travaux Publics de Polynésie.</p> <p>Le 5 juillet 2024, TEP a formalisé sa réclamation envers LTPP par l'envoi d'un courrier officiel accompagné d'une facture détaillant les frais de réparation du câble endommagé pour un montant total de 40.446.240 XPF TTC.</p> <p>TEP a effectué une relance le 21 octobre 2024, LTPP a contesté le montant et a redirigé TEP vers les assureurs respectifs des deux parties.</p> <p>TEP a sollicité son courtier WTW le 29 octobre 2024 pour activer la garantie Protection Juridique de son contrat d'assurance HDI et entamer une procédure de recouvrement.</p> <p>Le 19 mars 2025, un expert a été désigné par notre assureur RC HDI, une réunion amiable contradictoire devrait se tenir le 25 avril 2025 entre TEP et LTPP, en présence de l'expert.</p> <p>Il est envisagé l'engagement d'une action contentieuse directe si la situation ne se débloque pas lors de cette réunion amiable contradictoire.</p>

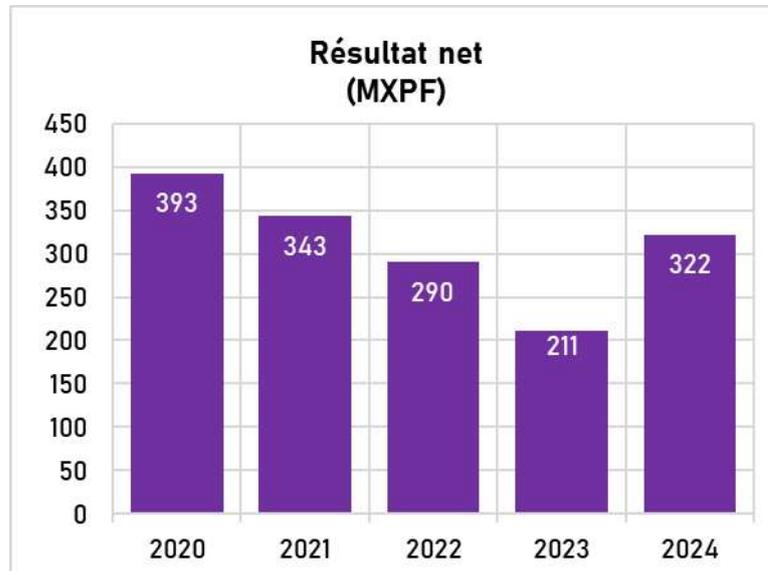
COGEFI-QBE c/ EDT – TEP appelé en cause par EDT	1.239.003 XPF	Montant maximum correspondant aux sommes réclamées par les requérants COGEFI et QBE (622.000 XPF + 367.003 XPF + 250.000 XPF au titre des frais irrépétibles).
---	---------------	--

SITUATION FINANCIERE

- I. Compte de résultat

I.1 - Un Résultat satisfaisant et supérieur aux prévisions initiales

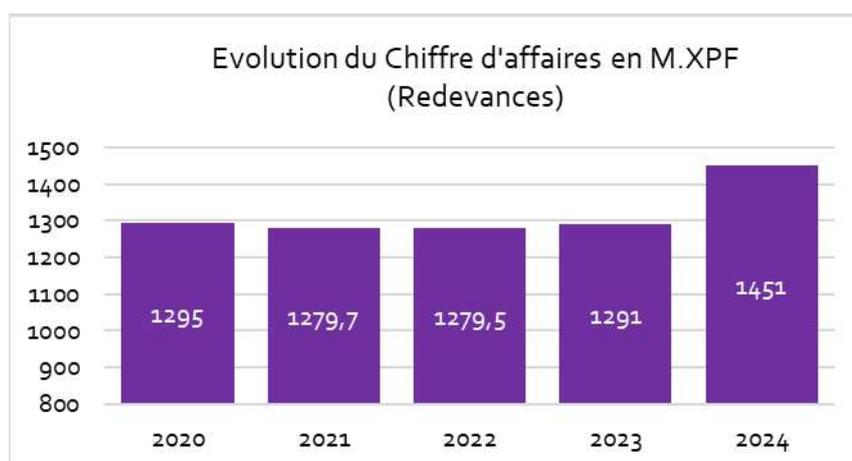
Le résultat net de l'exercice 2024 est bénéficiaire de 322MXPF. L'évolution du résultat net comptable depuis les 5 derniers exercices est détaillée ci-dessous :



I.2 - Chiffre d'Affaires

Les recettes liées à la consommation électrique sont en augmentation par rapport à 2023 du fait des effets conjugués de l'accroissement des consommations ainsi que de l'augmentation du tarif depuis le 9 janvier 2024, passant de 2.75F/kWh à 3.03F/kWh par application de la formule tarifaire, objet de l'avenant 3 à la concession.

1.21 Redevances



1.22 Autres Produits

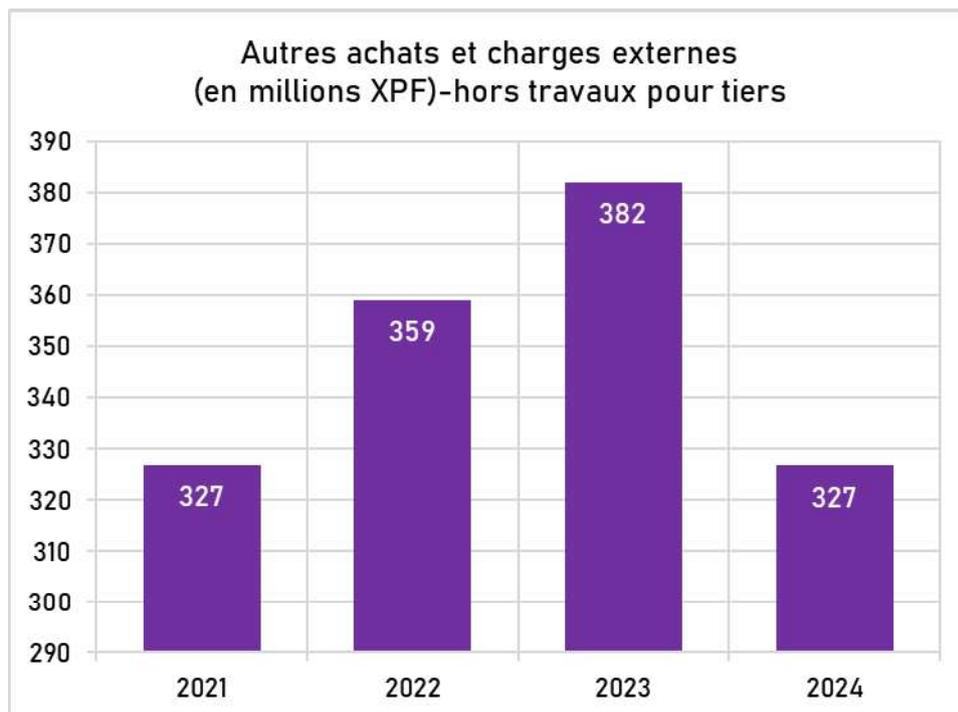
Les autres produits de 268MXPF sont détaillés ci-dessous :

En millions XPF	Produit brut	ch.directe AAE	valorisati heures TE	provision pour risque	Produit Net
Solaristes	190,27	100,34	16,24		73,7
Assistances aux îles	6,60	1,06			5,5
Dévoiemnts	6,26	4,08			2,2
PTF	1,33				1,3
Travaux pour 1/3-GC	27,45	15,79			11,7
Travaux pour 1/3-GC	35,79			35,79	0,0
Divers	0,54				0,5
	268,24	121,27	16,24	35,79	94,9

I.3 - Autres achats et charges externes

Nous notons une augmentation de 17% sur les Autres Achats et Charges Externes, consécutive à l'impact des charges pour travaux pour tiers. Retraité de ces charges, nous sommes en variation négative de 14%, dûe essentiellement à l'abandon de la couverture Bris de Machine et de sa charge annuelle de 42MXPF.

	2 021	2 022	2 023	2 024
Achats non stockés de matières et fournitures	20	23	23	22
Indemnité sur non écoulement de l'hydro	0	4	0	0
travaux pour tiers (dévoiements, solaristes)	13	14	2	121
Loyers et charges locatives	35	38	42	45
Entretiens et réparations	9	8	11	14
Maintenance	16	21	26	21
Entretien des réseaux TEP	94	95	107	122
Assurances	56	57	58	16
QSE, Communications et dons	13	18	31	29
Formations	24	13	12	2
Etudes et recherches	22	44	36	20
Honoraires	22	11	7	6
Missions, réceptions	11	19	22	24
Frais Téléphone/internet	5	4	4	4
Commissions et frais bancaires	1	2	2	2
Transport de matériel	0	0	0	0
Divers	1	1	1	1
Autres achats et charges externes	340	373	384	448



I.4 - Des Dotations aux Amortissements en augmentation

Les dotations aux amortissements sont en nette augmentation de 21.4%, ceci s'expliquant par l'impact des mises en services de programmes faisant partie de la boucle Nord et du renouvellement des Postes et Liaisons de la zone Sud. Les ouvrages ayant été mis en service en fin d'année l'impact n'est pas très significatif sur 2024. La part des amortissements des investissements mis en service en 2024 est de 26MXPF, en année pleine la dotation sera de l'ordre de 166MXPF

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS			
	2022	2023	2024
Amortissement des immobilisations incorporelles	9 889 431	8 392 564	7 093 834
Amortissement des immobilisations corporelles du concessionnaire	42 141 716	47 636 984	46 264 381
Amortissement des immobilisations concédées	398 794 150	409 174 681	511 251 034
	450 825 297	465 204 229	564 609 249

Ci-dessous le tableau synthétique des mises en service 2024 :

	Montants Bruts	Tva à reverser	Montant base amort	Amort 2024	reprise sub 2024	DDV	AMORTISSEMENTS	
							HT	TVA
POSTES	871 132 724	80 078 887	951 211 610	5 759 851	38 044 852	selon plan	5 212 509	547 342
LIAISONS	3 336 575 565	307 074 404	3 643 649 969	15 227 034		selon plan	13 945 291	1 281 743
Cable de garde	260 713 704	24 090 632	284 804 336	2 795 315		selon plan	2 558 869	236 446
Parafoudres	183 765 594	16 980 424	200 746 018	1 970 295		selon plan	1 803 634	166 661
	4 652 187 587	428 224 347	5 080 411 933	25 752 495	38 044 852		23 520 303	2 232 192
							25 752 495	

I.5 - Un résultat exceptionnel en hausse

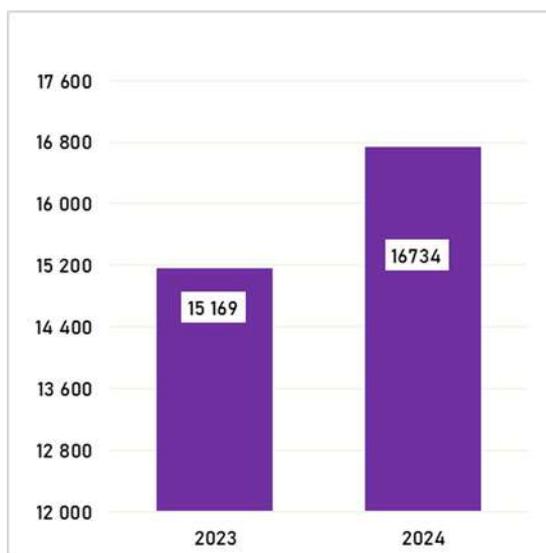
Le résultat exceptionnel est de 94.734.387XPF en 2024, contre 62.983.396XPF en 2023. Ce résultat est essentiellement composé des écritures de traitement des crédits d'impôts. A noter la sortie du programme SNH, et la reprise du PCA de 17Mxpf.

• II. Bilan financier

II.1 - Poursuite des programmes d'investissements

2024 a vu l'aboutissement d'un long cycle de programmes structurants pour la boucle Nord, et la zone Sud de Tahiti. Les accroissements ont été de l'ordre de 1.500MXPF, auxquels s'ajoutent 428MXPF de TVA non récupérable. Les amortissements sont de 511MXPF en 2024. Les encours sont de 1.392MXPF à fin 2024.

Actif net immobilisé



II.2 – Actif net circulant

L'actif net circulant au titre de l'exercice 2024 augmente de 363MXPF par rapport à celui de l'exercice 2023. Il s'élève à 2.015MXPF au 31 décembre 2024, contre 1.652MXPF à fin 2023.

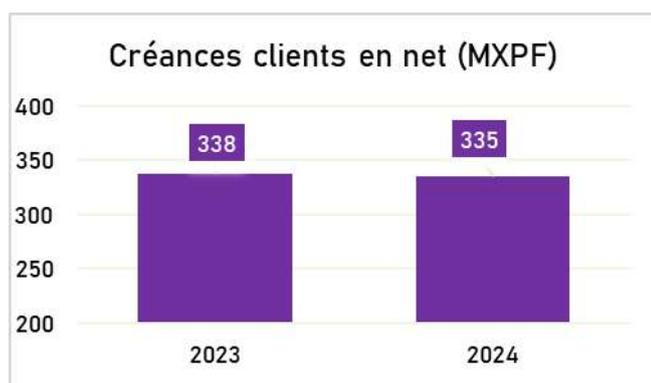
L'augmentation s'explique principalement par la part des disponibilités à fin 2024.

Pour rappel, TEP a contracté en 2024, un nouvel emprunt auprès de l'AFD de 1.133MXPF sur une durée de 25 ans au taux de 3.16%.

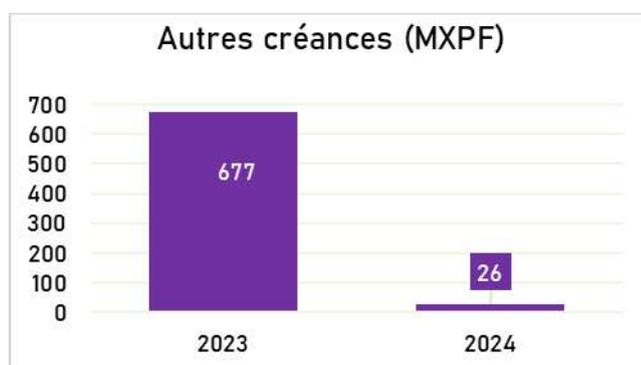
La mobilisation s'est faite en un seul tirage, ce qui a permis de fixer le taux à 3.16% pour toute la période.

Le programme d'investissements fléché pourra être réalisé entre 2024 et 2027.

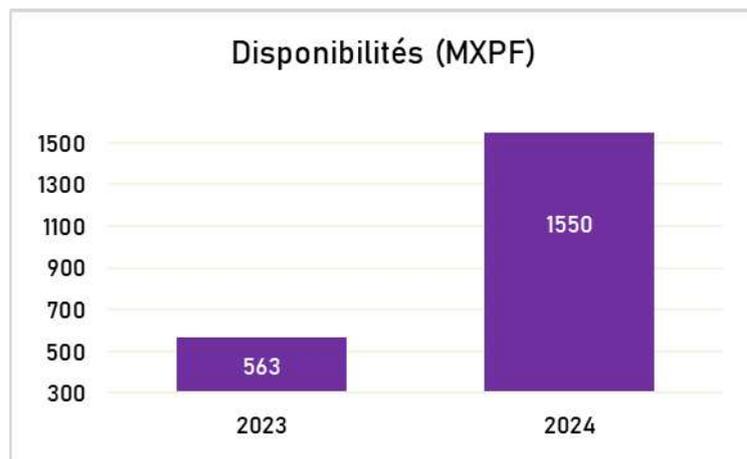
Les créances sont restées relativement stables



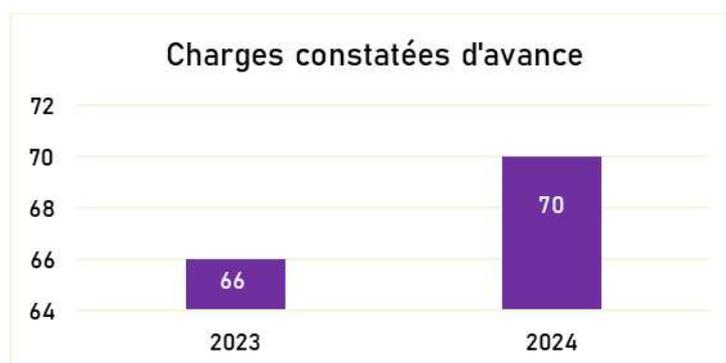
Les autres créances sont passées de 677MXPF à 26MXPF dû à la mobilisation des soldes de subventions à recevoir.



Les disponibilités sont passées de 563MXPF à 1 550MXPF



Les charges constatées d'avance sont restées stables



II.3 - Capitaux propres (hors subventions)

Le capital social se compose de 180.000 actions pour une valeur nominale de 10.000XPF. Toutes les actions sont de même rang et confèrent les mêmes droits.

L'affectation du résultat de l'exercice 2023 de 211.105.392 XPF a été décidée en Assemblée générale du 28 juin 2024 comme suit :

Affectation de 5% à la réserve légale	10 555 270 XPF
Distribution de dividendes	80 100 000 XPF
En report à nouveau	120 450 122 XPF

La dernière distribution de dividendes avait été réalisée sur le résultat 2020, en 2021.

Les capitaux propres au 31 décembre 2024 s'élèvent à 4.233.483.715XPF hors subventions, et à 9.455.996.661XPF, subventions comprises.

II.4 – Provisions pour risques et charges

Le tableau ci-dessous reprend l'évolution des provisions pour 2022 à 2024 :

Très peu d'évolutions sur 2024, seulement 2 factures de Marama Nui pour non-écoulement de l'énergie produite, et un reclassement sur la même ligne.

En millions XPF	2022	2023	2024
Indemnité Black Out 2019	25	25	25
Indemnité pour non écoulement énergie EDT/Marama Nui	0,8	8,1	12,8
Indemnité Black Out 2023 - EDT		13	13
Indemnité Black Out 2023 - Marama nui		2,1	2,1
Litiges fonciers	13,1	13,1	13,1
Franchise BDM - suite Black OUT novembre 2023		3	3
Franchise RC - suite Black OUT novembre 2023		6	6
	38,9	70,3	75

II.5 - Progression des dettes de 1.341MXPF en 2023 à 1.419MXPF

Une légère augmentation de 78MXPF en valeur absolue entre 2023 et 2024, qui s'explique par l'augmentation de la dette TVA, et par la diminution de la dette fournisseurs.

II.6 – Dette financière

Le montant des emprunts et dettes auprès des établissements de crédit est de 6.253.962.560 XPF et se décompose comme suit :

	Année de souscription	Montant emprunté en MXPF	Date début	Montant du Prêt	Capital restant dû 2024	A -1an	A+1an et -5ans	A+5ans
Emprunt B.T.	2017	165	2017	165 000 000	49 385 769	16 159 028	33 226 741	0
Emprunt B.T.	2017	270	2017	270 000 000	86 293 857	28 235 369	58 058 488	0
Emprunt B.T.	2018	190	2018	190 000 000	83 017 881	21 579 328	61 438 553	0
Emprunt B.T.	2018	238,5	2020	238 500 000	180 041 529	15 169 881	63 002 618	101 869 030
Emprunt B.T.	2020	500	2020	500 000 000	384 648 360	31 795 190	95 391 779	257 461 391
Emprunt B.T. (PGE)	2020	300	2020	300 000 000	100 750 687	100 750 687	0	0
Emprunt B.T/Soc	2022	1050	2022	1 050 000 000	989 027 258	42 011 408	179 594 776	767 421 074
Emprunt B.T/Soc	2022	900	2023	900 000 000	892 012 356	32 615 016	141 727 138	717 670 202
Emprunt B.T/Soc	2022	600	2024	600 000 000*	250 309 285	15 767 894	91 422 963	143 118 428
Sous-Total Banque de Tahiti					3 015 486 982	304 083 801	723 863 056	1 987 540 125
Emprunt SOC	2018	1053,9	2018	1 053 900 000	554 555 620	88 438 591	369 609 827	96 507 202
Emprunt BT/Soc	2022	450	2022	450 000 000	419 412 085	18 124 173	77 479 118	323 808 794
Emprunt BT/Soc	2022	600	2023	600 000 000	589 305 876	21 922 726	95 264 258	472 118 892
Emprunt BT/Soc	2022	400	2024	400 000 000*	166 872 857	10 511 929	60 948 642	95 412 286
Sous-Total SOCREDO					1 730 146 438	138 997 419	603 301 845	987 847 174
Emprunt FED V	1988		1989	123 865 679	22 035 310	6 222 321	15 812 989	0
Emprunt FED VI	1990		1990	80 760 251	22 049 236	3 580 407	14 704 192	3 764 637
Sous-Total FED					44 084 546	9 802 728	30 517 181	3 764 637
Emprunt B.P.	2016	160	2016	160 000 000	47 711 581	15 540 546	32 171 035	0
Emprunt AFD	2018	716	2018	715 990 045	286 396 177	71 599 045	214 797 132	0
Emprunt AFD	2024	1133,6	2024	1 133 651 549	1 110 978 520	45 346 062	181 384 248	884 248 210
Sous-Total AFD					1 397 374 697	116 945 107	396 181 380	884 248 210
TOTAL hors intérêts courus					6 234 804 244	585 369 601	1 786 094 497	3 863 400 146
Intérêts courus					19 158 316	19 158 316		
TOTAL général					6 253 962 560	604 527 917	1 786 034 497	3 863 400 146

La tranche 2024 de l'emprunt consortial SOC/BT de 1.000MXPF n'est pas totalement mobilisée à fin 2024 ; le solde de l'ordre de 600MXPF le sera en 2025.

Le plan d'amortissement est donc indicatif, et sera arrêté lors du déblocage du solde en 2025

Le niveau de remboursement du capital a été de 494MXPF sur 2024, et l'accroissement des emprunts de 2.844MXPF.

- III. Eléments caractéristiques des 5 derniers exercices

	2024	2023	2022	2021	2020
SITUATION FINANCIERE EN FIN D'EXERCICE					
a) Capital social	1 800 000 000	1 800 000 000	1 800 000 000	1 800 000 000	1 800 000 000
b) Nombre de titres créés	180 000	180 000	180 000	180 000	180 000
RESULTAT GLOBAL DES OPERATIONS EFFECTUEES					
a) Chiffre d'affaires net	1 501 486 773	1 299 870 015	1 344 448 748	1 306 725 743	1 343 883 515
b) Bénéfice avant impôt, amortissements et provisions	869 781 419	645 902 147	631 076 463	562 299 780	691 781 466
c) Impôt sur les bénéfices	107 322 844	67 517 875	92 680 624	112 695 368	150 670 900
d) Bénéfice après impôt, amortissements et provisions	321 634 406	211 105 392	290 050 874	343 613 178	392 806 882
e) Montant des bénéfices distribués dans l'année	80 100 000			342 000 000	
RESULTAT DES OPERATIONS REDUITES A UNE SEULE ACTION					
a) Bénéfice avant impôt, mais avant amortissements et provisions	4 832	2 712	3 506	3 124	3 843
b) Bénéfice après impôt, amortissements et provisions	1 787	1 173	1 611	1 909	2 182
c) Dividendes versés par action	445			1 900	
PERSONNEL					
a) Nombre de salariés	40	41	41	39	38
b) Montant de la masse salariale	389 626 964	412 050 980	376 976 438	353 394 461	298 831 470
c) Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux					

• V. Comparatif avec le budget 2024

COMPTE DE RESULTAT	Réalisé 2023	Budget 2024 CA 121 (A)	Réalisé 2024 (B)	écart (B-A)
PRODUITS D'EXPLOITATION	1 607 852 917	1 760 945 168	1 953 961 891	193 016 723
<i>dont redevances</i>	1 290 379 422	1 446 475 659	1 451 464 849	4 989 190
<i>dont revente d'Energie -Producteurs solaires</i>			50 021 924	50 021 924
<i>dont autres produits nets des travaux pour tiers</i>	9 490 593	30 000 000	146 969 620	116 969 620
PM : part de la masse salariale à intégrer aux produits MS/MOH et dévoiements			-16 242 025	
<i>dont reprise de la caducité</i>	254 317 851	254 317 851	254 317 851	0
<i>dont production immobilisée</i>	36 804 439	30 151 658	36 508 843	6 357 185
<i>dont RAP et Transfert de Charges</i>	16 860 612		14 678 804	14 678 804
CHARGES D'EXPLOITATION	1 316 391 623	1 397 018 233	1 508 191 667	111 173 434
Achat Energie Producteurs solaires			50 021 924	50 021 924
Autres Achats et Charges Externes	383 716 615	300 914 834	326 465 819	25 550 985
<i>dont maintenance des réseaux</i>	106 960 670	96 182 657	121 590 094	25 407 437
Autres Impôts et taxes	25 109 492	28 978 191	24 405 894	-4 572 297
Charges de personnel	412 050 980	426 868 520	389 626 964	-37 241 556
DAP	495 514 536	640 256 688	709 820 824	69 564 136
<i>Dont Régulation-Produit constaté d'avance</i>			89 486 651	
<i>dont Amortissements techniques</i>	465 204 229	638 256 688	564 609 249	-73 647 439
<i>dont PIDR</i>	0	2 000 000	2 257 083	257 083
<i>dont facturation LBTP (Incident PAP-Aru)</i>			35 793 133	35 793 133
<i>dont ccion -2% retenue par EDT/TSE</i>			17 495 511	17 495 511
<i>dont factures EDT/Marama nui non recevables</i>	7 335 112		179 197	179 197
<i>dont facturations du BO 2019/2023</i>	15 124 753			
<i>dont affaire INTEROUTE</i>	7 850 242			
Perte définitive s/créance (interoute)			7 850 242	7 850 242
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	291 461 294	363 926 934	445 770 224	81 843 290
PRODUITS FINANCIERS	91 843	13 634 383	25 338 451	11 704 068
CHARGES FINANCIERS	75 913 266	149 914 625	136 885 812	-13 028 813
RÉSULTAT FINANCIER	-75 821 423	-136 280 242	-111 547 361	24 732 881
RÉSULTAT COURANT	215 639 871	227 646 692	334 222 863	106 576 171
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	62 983 396	138 803 102	94 734 387	-44 068 715
<i>dont reprise de subventions</i>	105 446 355	158 803 102	138 461 241	
<i>dont sortie litige V.Conseil</i>	7 529 801			
<i>dont reprise sur compte de régulation AV3</i>				
- <i>dont provision pour compte de régulations AV3</i>				
- <i>dont écritures de crédit d'impôt</i>	-39 305 038	-20 000 000	-42 143 653	
- <i>dont provision s/Franchise BDM (BO 2023)</i>	-8 966 590			
- <i>dont autres</i>	1 581 035			
<i>résultat de cession d'actif</i>	168 834		55 861	
VNC Actif sortis			-1 048 931	
<i>dont autres</i>			-590 131	
- <i>dont DAP exceptionnelles pour renouv Actif</i>	-3 471 001			
<i>prime d'intéressement</i>				
RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	278 623 267	366 449 794	428 957 250	62 507 456
IMPOT SUR LES BENEFICES +CSI	67 517 875	109 934 938	107 322 844	-2 612 094
RESULTAT DE L'EXERCICE	211 105 392	256 514 856	321 634 406	65 119 550

EVENEMENTS SURVENUS APRES LA CLOTURE DE L'EXERCICE