

AVENANT N°

/ MEF du

(MEF26201779AC-2)

avenant n° 20 à la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n° 60-10 du 27 septembre 1960

Vu la loi organique n° 2004-192 du 27 février 2004 modifiée portant statut d'autonomie de la Polynésie française, ensemble la loi n° 2004-193 du 27 février 2004 modifiée complétant le statut d'autonomie de la Polynésie française ;

Vu l'arrêté n° 11-2023 APF/SG du 12 mai 2023 portant proclamation du Président de la Polynésie française ;

Vu l'arrêté n° 815 PR du 3 juin 2024 modifié portant nomination de la vice-présidente et des ministres du gouvernement de la Polynésie française, et déterminant leurs fonctions,

ENTRE :

La Polynésie française, représentée par le ministre de l'économie, du budget et des finances, en charge des énergies, des postes et télécommunications Monsieur Warren DEXTER, ci-après désigné [Désignation],

d'une part,

ET :

La Société Electricité De Tahiti (EDT), société anonyme au capital de 5.406.094.500 FCFP, dont le siège social est à FAA'A - Route de Puurai - TAHITI - BP 8021 PUURAI, immatriculée au Registre de Commerce de PAPEETE sous le numéro 533-B, représentée par son Président Directeur Général, M. Didier POUZOU, habilité à cet effet par décision du Conseil d'Administration en date du 18 août 2022,

d'autre part,

ÉTANT PRÉALABLEMENT EXPOSÉ QUE

La Polynésie française et les Etablissements Martin & Fils, auxquels s'est ensuite substituée la société EDT, ont conclu une convention de concession de production et de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti Nord n° 60/10 du 27 Septembre 1960, laquelle a fait l'objet de nombreux avenants (l'ensemble de la convention en vigueur est désigné ci-après par « la Concession »).

Plusieurs sujets ont conduit les Parties à se rencontrer pour faire évoluer cette Concession.

1°) En premier lieu, la nécessité de mettre à jour les engagements de renouvellement d'ouvrages de la concession de Tahiti Nord par le Concessionnaire. La Concession confie en effet au Concessionnaire une obligation de maintien des ouvrages en bon état de fonctionnement conduisant le Concessionnaire à provisionner ses charges de renouvellement.

Or, la hausse des coûts d'approvisionnement consécutive aux crises internationales (COVID, Guerre en Ukraine, Guerre au Moyen-Orient) a rendu le programme de renouvellement du Concessionnaire exposé en 2019, impossible à réaliser dans les montants annoncés à l'époque. Ceci amène les Parties à revoir ce programme afin de pouvoir rester dans les montants couverts par le niveau de rémunération actuel de la Concession. Pour ce faire, les parties entendent définir l'état de restitution des biens de la concession

attendus en fin de concession, et fixer une méthode de financement des renouvellements par des fonds de travaux.

Plus spécifiquement :

En matière de production, l'ancienneté des ouvrages rend nécessaire le renouvellement à court terme d'une part significative d'entre eux.

Après plusieurs années d'échanges, les parties se sont accordées sur le scénario le plus pertinent, à date, pour répondre aux besoins intégrant progrès technique et transition énergétique.

Afin de financer ces projets, le Concessionnaire a proposé au Concédant la réalisation de ces ouvrages dans le cadre d'un fonds de travaux, le transfert du passif de renouvellement (financements par les droits du Concédant), à ces fonds, ainsi que la définition de critères précis relatifs à l'état des biens au jour de leur restitution au Concédant. Les aménagements ainsi opérés doivent également permettre de réaliser au travers de ce fonds, dont les biens sont soumis au régime de remise gratuite en fin de concession, une opération de déploiement accéléré de compteurs communicants en vue de la réalisation d'un réseau intelligent sur le périmètre de Tahiti Nord.

Les Parties se sont en conséquence rapprochées pour convenir de ces dispositions.

En matière de distribution, depuis la modification de l'article 22 du cahier des charges de la Concession par l'effet de son avenant n°17, conduisant à l'introduction d'une clause contractuelle prévoyant le versement en fin de concession par le Concédant, au bénéfice du Concessionnaire, d'une indemnité égale à la valeur non amortie des biens de distribution en lieu et place de la remise gratuite de ces biens de retour en fin de concession, le Concessionnaire a mis fin aux amortissements de caducité. Ces derniers sont donc repris au résultat de la concession de manière lissée sur la durée résiduelle de la concession afin de financer la baisse tarifaire de 2016.

Par ailleurs, les provisions pour renouvellement comptabilisées jusqu'à l'exercice clos au 31 décembre 2015 et devenues techniquement « sans objet », d'un montant total de 4.587.902.058 F CFP, ont été transférées en droit du concédant. Une partie, d'un montant de 2.250.156.207 FCFP, a été utilisée au financement de l'augmentation du coût des combustibles supportée par la concession de 2016 à 2018 (articles 1, 3 et 4 de l'avenant 18b du 20 juillet 2020).

Enfin, pour pouvoir ajuster le volume de travaux de renouvellement au strict nécessaire, notamment au regard des augmentations de coûts constatées depuis 2020, les Parties se sont rapprochées pour définir les critères de bon état d'entretien ou de fonctionnement des réseaux en fin de concession, organiser la réalisation des travaux d'entretien et de renouvellement de ces ouvrages dans le cadre d'un fonds de travaux.

2°) En second lieu, dans le cadre de leurs discussions sur le niveau de la rémunération du Concessionnaire, les Parties sont convenues d'efforts supplémentaires du Concessionnaire sur son Revenu d'Exploitation, en contrepartie d'un meilleur intéressement à la performance avec la mise à jour des seuils et plafonds de partage de résultat définis à l'avenant 18 B.

Les modifications des articles du cahier des charges relatifs à cette rémunération, sont également l'occasion d'effectuer les mises à jour qu'impliquent les dernières réformes intervenues dans l'organisation du système électrique de l'île de Tahiti, dont notamment : l'obligation de rachat d'énergie photovoltaïque acquise par le Gestionnaire du Réseau de Transport (« GRT »), la prise en charge par ce dernier des pertes intervenues sur son réseau, la sortie de la redevance de transport des éléments constitutifs du prix de l'électricité revenant au Concessionnaire, etc.

En tout état de cause, les Parties entendent abandonner la méthode de rémunération proposée par la Commission de régulation de l'énergie au cours de sa médiation en 2022.

3°) Les Parties sont également convenues d'adopter certaines modifications du Cahier des charges en vue d'anticiper les opérations de fin de Concession.

4°) Enfin, il est apparu nécessaire d'actualiser diverses dispositions d'ordre technique du Cahier des charges de la Concession.

IL EST ARRÊTÉ ET CONVENU CE QUI SUIV

Article 1er. - Objet

Le présent avenant a pour objet la modification des clauses du cahier des charges de la convention de concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti n° 60-10 du 27 septembre 1960 dans sa version modifiée par avenants n°1 à 19 et applicable aux rapports contractuels entre Parties (ci-après « le Cahier des charges » ou « la Concession ») applicable au périmètre de la concession en date de signature du présent avenant.

Il a ainsi pour objets détaillés :

I- Au titre des programmes de renouvellement :

- 1) De fixer les grandes composantes des plans de renouvellement prévisionnels des moyens de production et de distribution de Tahiti Nord, révisés,
- 2) D'organiser le mode de financement des ouvrages correspondants, au travers de fonds de travaux,
- 3) De prévoir le suivi technique et financier de ces dépenses,
- 4) De préciser l'obligation de et de restitution de ces ouvrages en fin de concession ;
- 5) D'organiser la réconciliation des méthodes de calcul de l'indemnité de fin de concession « distribution » ;
- 6) De prévoir le sort des provisions constituées par le Concessionnaire à partir des produits de la concession.
- 7) De convenir du sort de la centrale de Vairaatoa et redéfinir en conséquence l'obligation de garantie de puissance ;

II- Au titre de la rémunération du concessionnaire :

- 8) De convenir, au titre d'un partage de la performance opérationnelle, d'un effort du Concessionnaire de réduction annuelle de 200.000.000 F CPF de son Revenu Autorisé global jusqu'à la fin du contrat de concession avec effet proratisé pour les années incomplètes, à partir du 1 juillet 2026 ;
- 9) De convenir d'une réduction à compter du 1 juillet 2026, d'un montant annuel de 37.150.000 F CPF du paramètre P2 de la formule de Revenu d'Exploitation, pour en retirer le coût du traitement des effluents liquides, en conséquence de la réduction du coût de ce traitement induite par le recours au Gasoil en lieu et place du Fioul ;
- 10) D'intégrer les coûts résiduels de ce traitement des effluents liquides créés à partir du 1 juillet 2026 dans les « Coûts d'Energie » rémunérés au Franc le franc ;

11) De convenir d'une diminution de 30.000.000 F CFP de la dotation du dispositif de l'article 14A (*extension à établir sur l'initiative de l'autorité concédante*) pour le réaffecter à un « fonds social de MDE » permettant au Concessionnaire de mettre en place un dispositif d'accompagnement à la Maîtrise de la Demande en Energie auprès de ses usagers en situation de précarité pour diminuer leurs factures anormalement élevées ;

12) D'augmenter momentanément le Revenu Autorisé de 66.094.189 F CFP sur le seul exercice 2026, en vue du paiement au Gestionnaire du Réseau de Transport d'un complément de prix relatif à des ouvrages transférés vers le réseau de distribution (conformément à la convention tripartite du 23 décembre 2016) ;

13) De pérenniser et mettre à jour le système de partage et plafonnement des résultats prévu par l'avenant 18 B, afin de tenir compte du nouveau périmètre géographique des concessions, et d'améliorer l'incitation du Concessionnaire à la maîtrise de ses coûts ;

14) De formaliser la sortie de la « redevance transport » des éléments constitutifs du prix de l'électricité revenant au Concessionnaire à compter du 1 mars 2025, pour en faire un élément de tarification externe au même titre que les taxes et autres redevances ;

15) De prendre en compte, dans les Coûts d'Energie de la formule de Revenu Autorisé :

- L'énergie solaire achetée au GRT, et non plus seulement aux producteurs,
- Les éventuelles indemnités de découplage versées aux producteurs indépendants dans le cadre des règles de placement de l'arrêté n° 62 / CM du 22 janvier 2021 modifié ;
- Les indemnités de pertes de transport que devra désormais verser le GRT, et qui viendront en déduction des Coût d'Energie ;

16) De répercuter les modifications ci avant, dans le coût du mix énergétique vendu en gros aux bornes du périmètre de la concession ;

17) De prévoir explicitement que la « compensation de péréquation » du régime de solidarité sur les tarifs de l'électricité est prise en compte, avec le Chiffre d'affaires dans la détermination des produits de la concession devant permettre de couvrir le Revenu Autorisé ;

18) D'adopter certaines corrections ou précisions mineures dans la rédaction de l'article 11 du cahier des charges ;

19) De prévoir un plafonnement du niveau de péréquation interne que le Concessionnaire opère entre les comptes des délégations de service public restant dans son périmètre ;

III- Au titre de la préparation de la fin du contrat de Concession :

20) De planifier la réalisation d'un audit contradictoire de constat de l'état des biens de la Concession, au moins un an avant la fin du contrat ;

21) De prévoir l'éventualité d'avaries pour cause de force majeure pouvant survenir au cours des cinq dernières années de la Concession ;

IV- Au titre de diverses adaptations techniques :

22) De mettre à jour l'article 9 du Cahier des charges relatif à la tension délivrée aux clients, afin de l'adapter aux normes en vigueur ;

23) D'expliciter les obligations des clients en Moyenne Tension, en matière d'entretien et de renouvellement de leurs postes privés.

24) D'apporter une correction au périmètre géographique de la Concession prévu au contrat, afin de le faire correspondre avec les limites établies de la concession du SECOSUD et de le mettre ainsi en conformité avec la réalité du terrain ;

25) D'actualiser d'autres dispositions prévues aux articles 8, 11.3.3 et 12 du Cahier des charges relatives à l'obligation d'acquérir l'électricité produite par des installations utilisant de l'énergie renouvelable, à la publicité des tarifs du Concessionnaire, aux installations d'éclairage public et aux « DICT ».

I. DISPOSITIONS RELATIVES AUX PROGRAMMES DE RENOUVELLEMENT

A) DISPOSITIONS COMMUNES AUX ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION

Article 2. - Programmes de travaux

L'article 7 du cahier des charges est renommé : « *Article 7 Exploitations, entretien et renouvellement des ouvrages* ».

Après l'article 7 du cahier des charges, sont introduits les articles 7.1, 7.2 et 7.3 ainsi rédigés :

« Article 7.1. Validation des grandes composantes du programme de Travaux de l'activité production et réseau intelligent »

1. Les grandes composantes du plan de renouvellement des moyens de production de Tahiti Nord à établir, tels que présentés en Annexe 1 A de l'avenant 20, sont validées par l'autorité concédante.

Ce plan annule et remplace le programme qui avait été soumis au Concédant par le Concessionnaire, par courrier EC/TV 40/005 du 5 avril 2019.

Il est ajouté à ce plan, un programme de déploiement anticipé de compteurs communicants en remplacement de compteurs d'anciennes générations dont la durée de vie n'était pas arrivée à son terme, en vue d'accélérer la réalisation d'un réseau intelligent sur le territoire de la concession de Tahiti Nord.

La valeur du programme de travaux « production et réseau intelligent » pour la période 2017 à 2030 s'élève à 15.361.736.860F CFP. Le détail du calcul des dotations correspondantes est présenté en Annexe 4 de l'avenant 20 au présent cahier des charges.

Compte tenu des travaux réalisés à fin 2023, la valeur du reste à faire au 1 janvier 2024 s'élève à 12.953.769.615 F CFP.

Le programme de travaux financé par ce fonds est prévisionnel, général et indicatif.

Sans préjudice des stipulations de l'article 7.10 ci-après relatives au sort des reliquats des fonds de travaux, le plan de renouvellement pourra être révisé au regard des contraintes techniques, le Concessionnaire restant, en tous les cas, tenu de remettre en état normal de fonctionnement l'ensemble des biens nécessaires à la réalisation de l'ensemble de ses obligations au titre du présent Cahier des Charges.

Tous les ans, conformément aux stipulations de l'article 22.3 ci-après, le Concessionnaire soumet au Concédant un programme de travaux pour l'année à suivre.

Il est entendu que, si les opérations dénommées « Site 3 » et « Site 3 lite » sont réalisées, elles feront l'objet de chiffrages sur la base de devis, et un budget de travaux incluant une enveloppe raisonnable d'aléa de 10%, sera établi. Une fois établi et validé par l'autorité Concédante, ce budget sera ferme et engageant, par dérogation au caractère « prévisionnel, général et indicatif » applicable aux autres opérations. Tout dépassement de ces budgets engageants pour des causes non imputables à l'Autorité Concédante, au fait du prince, ou à un événement extérieur imprévisible de type crise internationale (guerre, pandémie) rendant impossible l'exécution des devis validé, sera à la charge du Concessionnaire.

Les surcoûts qui résulteraient d'une demande expresse du Concédant et engendreraient un dépassement de la valeur du plan de renouvellement fixé au 1 alinéa pourront donner lieu à un réajustement du Revenu Autorisé du concessionnaire.

2. Dans le cadre de l'exercice de son pouvoir de contrôle, l'autorité concédante a le droit de vérifier ou de faire vérifier par l'organisme de son choix, les dépenses de renouvellement du Concessionnaire. Les remboursements dont bénéficierait éventuellement le Concessionnaire (en cas de tiers responsables, de remboursement par les assurances, ou de toutes autres ressources) sont déduits des dépenses de renouvellement.

3. Une présentation des sommes engagées est fournie chaque année, par grande composante, dans le cadre du rapport annuel de la délégation.

4. Ce plan pourra à tout moment être revu d'accord parties pour une meilleure réponse aux besoins de la concession, dans les mêmes conditions que le paragraphe 2.

Article 7.2. Validation des opérations de gros entretien et renouvellement et établissement du programme de travaux de l'activité de distribution

1. Pour respecter l'obligation du Concessionnaire de remettre à l'Autorité concédante en fin de concession les ouvrages concédés de distribution de Tahiti Nord en bon état d'entretien et de fonctionnement, le programme de travaux précisé à l'Annexe 1 B de l'avenant 20 a été estimé à la somme de 10.938.894.885 F CFP pour les travaux à réaliser du 1 janvier 2019 à la fin de concession.

Compte tenu des travaux de renouvellement réalisés à fin 2023, la valeur du reste à faire du programme de travaux de distribution au 1 janvier 2024 s'élève à 7 968 385 178 F CFP. Le détail du calcul des dotations correspondantes est présenté en Annexe 4 de l'avenant 20.

Ce plan annule et remplace le plan qui avait été soumis au Concédant par le Concessionnaire, par courriers EC/TV 40/005 du 5 avril 2019 et suivants, et validé par courrier 390/MAE du 22 mai 2020.

Ce programme de travaux est prévisionnel, général, et indicatif.

Sans préjudice des stipulations de l'article 7.10 ci-après relatives au sort du reliquat des fonds de travaux, le plan de renouvellement pourra être révisé au regard des contraintes techniques, le Concessionnaire restant en tous les cas, tenu de remettre en état normal de fonctionnement l'ensemble des biens nécessaires à la réalisation de l'ensemble de ses obligations au titre du présent Cahier des Charges.

Tous les ans, conformément aux stipulations de l'article 22.3 ci-après, le Concessionnaire soumet au Concédant un programme de travaux pour l'année à suivre.

Les surcoûts qui résulteraient d'une demande expresse du concédant et engendreraient un dépassement de la valeur du plan fixé au 1 alinéa pourront donner lieu à un réajustement du Revenu Autorisé du concessionnaire.

2. Dans le cadre de l'exercice de son pouvoir de contrôle, l'autorité concédante a le droit de vérifier ou de faire vérifier par l'organisme de son choix, les dépenses de renouvellement du Concessionnaire. Les remboursements dont bénéficierait éventuellement le Concessionnaire (en cas de tiers responsables, de remboursement par les assurances, ou de toutes autres ressources) sont déduits des dépenses de renouvellement.

3. Une présentation des sommes engagées est fournie chaque année, par grande composante, dans le cadre du rapport annuel de la délégation.

4. Ce plan pourra à tout moment être revu d'accord parties pour une meilleure réponse aux besoins de la concession, dans les mêmes conditions que le paragraphe 2.

Article 7.3. Suivi de chaque programme de travaux

Les dépenses de renouvellement comprennent toutes les opérations de « Gros Entretien et Renouvellement » nécessaires au maintien du patrimoine en bon état de fonctionnement, tel que défini en annexe 2 de l'avenant 20, en ce inclus les dépenses de remise en état du site de Vairaatoa après fermeture définitive (démantèlement des bâtiments et équipements, dépollution des sols).

Sont également compris :

- En production et réseaux intelligents :

- le renouvellement des éléments constitutifs des ouvrages des filières des centrales (filière combustible, eau, énergie, environnement, sécurité) ou des bâtiments,*
- le déploiement anticipé de compteurs communicants non-inclus dans le programme de renouvellement de la distribution, dans le but d'accélérer la mise en place d'un réseau intelligent sur le territoire de la concession de Tahiti Nord ;*

- En distribution : le renouvellement des éléments constitutifs des ouvrages des réseaux et branchements (compteurs, disjoncteurs, coffrets, tableaux...).

Toutes les autres interventions de simple maintenance, sans renouvellement d'éléments significatifs des actifs immobilisés ou de renouvellement de pièces d'usure, seront imputées en charge d'exploitation.

Chaque année, à l'occasion de la remise du rapport annuel du délégataire, le Concessionnaire présente à l'Autorité concédante le montant des dépenses effectives de l'exercice concerné, l'état d'avancement du programme de travaux et le solde du passif de renouvellement.

Ce suivi par grandes familles de composants affiche :

- Le montant budgété des dépenses de l'exercice concerné ;*
- Le montant effectif des dépenses de l'exercice concerné ;*
- La différence entre le montant budgété et le montant effectif ;*
- Le montant total du programme de travaux en cumul à fin d'exercice ;*

- *Le montant du reste à faire ;*
- *Le montant total budgété dans le cadre des articles 7.1 et 7.2.*

Il met en évidence les montants réalisés en explicitant les motifs de divergence avec le programme présenté l'année précédente. Il présente également un bilan des travaux réalisés l'année précédente.

Le Concessionnaire tient à disposition de l'Autorité concédante toutes les justifications de dépenses permettant à cette dernière de vérifier les montants annoncés et leur rattachement aux travaux réalisés.

Le Concessionnaire reste en tout état de cause tenu de renouveler à ses frais les ouvrages faisant partie de la concession, de sorte qu'ils soient maintenus en bon état de service. Tout dépassement des montants des fonds de travaux visés aux articles 7.1 et 7.2 est à la charge du Concessionnaire, sauf en cas d'ajout de nouvelles grandes composantes, validé par les deux Parties. En distribution, les dépassements de fonds ouvrent droit à IFC. »

Article 3. - Définition de l'état de restitution des biens

Il est ajouté un dernier alinéa à l'article 24, rédigé comme suit :

« Seront considérés en « bon état d'entretien », « bon état de service » ou « bon état de fonctionnement » au sens du Cahier des charges, et notamment au sens du présent article 24, les biens rendus en fin de concession a minima dans l'état décrit en Annexe 2 de l'avenant 20, indépendamment de leur durée d'amortissement comptable ».

Article 4. - Justifications à apporter en fin de concession

A la fin de l'article 22 du cahier des charges de la concession, il est ajouté un article 22.7 rédigé comme suit :

« 22.7 Justification nécessaires à l'établissement de l'indemnité de fin de concession »

La valeur des biens immobilisés est justifiée par grande composante telle que définie en Annexe 1B de l'avenant 20. Elle est mise à jour et détaillée chaque année dans les Rapports annuels du Délégué.

A minima, les grands livres comptables détaillant les écritures (achats, sorties de stock, main d'œuvre) du coût de revient des chantiers seront produits par le Concessionnaire sur demande de l'Autorité concédante.

Les justificatifs associés, notamment les factures, peuvent être réclamés jusqu'à la fin de la concession, dans la limite de huit ans d'ancienneté.

Par ailleurs, le Concessionnaire tient à la disposition de l'autorité délégante toutes les justifications, notamment :

- *De la nature des travaux pris en compte, en particulier, la qualification de ces travaux par rapport à ceux dus au titre du renouvellement ou des extensions à la demande de l'autorité délégante selon les termes de l'article 14-a de la convention, la justification du caractère améliorant des travaux ;*
- *La durée d'amortissement considérée,*
- *La preuve de l'accord de l'autorité délégante sur la réalisation des travaux, si cet accord était requis à la date de réalisation de ces travaux.*

A l'exception des branchements dont les coûts de renouvellement sont suivis à partir d'un compte global annuel, toutes les autres opérations de renouvellement sont l'objet d'une comptabilisation individuelle. ».

Article 5. - Encadrement des deux fonds spéciaux de travaux

Après l'article 7.9 créé par le présent avenant, sont insérés les articles 7.10, 7.11 et 7.12 ainsi rédigés :

« Article 7.10. Sort du solde des deux fonds spéciaux de travaux à l'échéance du contrat

A l'échéance du contrat, quelle qu'en soit la cause, le solde positif des fonds spéciaux de travaux est reversé en intégralité à l'Autorité concédante. Les éventuels travaux de remise en état des biens de la concession, visés à l'article 24 du présent Cahier des charges, sont financés en priorité par usage de cet éventuel solde positif.

Le solde négatif est à la charge du Concessionnaire.

Article 7.11. Information de l'autorité délégante

Chaque année, à l'occasion de la remise de son rapport annuel, le Concessionnaire présente le détail des sommes dotées aux fonds spéciaux de travaux ainsi que leur suivi financier, en se basant sur les données comptables issues de sa comptabilité générale.

Par ailleurs, le Concessionnaire présente pour la distribution, la valorisation prévisionnelle de l'Indemnité de Fin de Contrat (IFC), fondée sur une réconciliation complète entre : (i) la valeur nette comptable des biens concédés à fin 2023 (présentée par grandes composantes telles que définies en Annexe 1B de l'avenant 20) ; (ii) les amortissements techniques prévisionnels sur la période 2024-2030 ; (iii) le solde du passif de renouvellement affecté aux acquisitions réalisées entre 2017 et 2023, ainsi que le fonds de travaux constitué pour les acquisitions à réaliser entre 2023 et 2030 ; (iv) les investissements futurs projetés sur la période.

Pour la production, le concessionnaire présente la valorisation prévisionnelle des charges calculées sur la période 2024-2030, fondée sur une réconciliation complète entre : (i) la valeur nette comptable des biens concédés à fin 2023 (présentée par grandes composantes telles que définies en Annexe 1A de l'avenant 20); (ii) les amortissements techniques prévisionnels sur la période 2024-2030 ; (iii) le solde du passif de renouvellement affecté aux acquisitions réalisées entre 2017 et 2023, ainsi que le fonds de travaux constitué pour les acquisitions à réaliser entre 2023 et 2030 ; (iv) les investissements futurs projetés sur la période, financés principalement par mobilisation des provisions constituées. Cette réconciliation devra garantir, dans le cadre du Rapport Annuel du Déléataire, la cohérence entre les flux économiques réels et le programme de travaux de l'activité de production annexé à l'avenant 20, éventuellement révisé.

Article 7.12. Sort des provisions constituées par le Concessionnaire à partir des produits de la concession :

Les provisions constituées par le Concessionnaire sur la base des charges rattachées à la concession ne peuvent, en aucun cas, être utilisées en dehors de l'objet pour lequel elles ont été constituées. Elles ne sauraient avoir pour effet d'accroître le résultat revenant au Concessionnaire, calculé par différence entre la reprise effectuée et la dotation initiale. Le Concessionnaire justifie des provisions constituées dans les rapports annuels du délégataire du service public, conformément à la réglementation sur la comptabilité appropriée.

Toute reprise d'amortissements techniques ou améliorants, de même que toute modification des durées d'amortissement des biens concédés devront être préalablement justifiées par une analyse technique circonstanciée, et soumise à l'approbation expresse de l'autorité concédante. À défaut de cette approbation, aucune reprise ne pourra être prise en compte dans la valorisation des biens en fin de contrat, ni affecter la valeur nette comptable des immobilisations restituables.

Le solde de ces provisions relatives à des actifs concédés ou dont la dotation a été imputée sur le résultat de la Concession, sera traité de la façon suivante :

- *Le solde des provisions pour amortissement technique ou améliorant sera intégralement restitué à l'autorité concédante au terme de la Concession ;*
- *Les provisions relatives à des obligations transférées au Concédant ou au nouveau gestionnaire du service public suivent lesdites obligations et sont reversées à l'intéressé. Sont notamment concernées les Provisions pour Indemnités de Départ à la Retraite ;*
- *Le solde des autres provisions, à savoir notamment les provisions pour risques contentieux, sera conservé dans les comptes de la Concession aussi longtemps que leur usage est justifié, et repris dans le résultat de la Concession de l'année à laquelle chacune de ces provisions a été constituée. Elles sont ainsi soumises au mécanisme de partage et de plafond de résultat prévu à l'article 11.4.2 à l'année de leurs constitutions, y compris après le terme du contrat de Concession. Ne sont pas concernées par ce retraitement, les provisions dotées à partir de l'exercice 2020 et inférieures à 50.000.000 F CFP, ni le transfert de provisions à destination des fonds spéciaux de travaux définis aux articles 7.4 et 7.7."*

B) DISPOSITIONS PARTICULIÈRES À L'ACTIVITÉ DE PRODUCTION ET RÉSEAU INTELLIGENT

Article 6. - Financement du programme de travaux de l'activité de production et réseau intelligent
Après l'article 7.3 créé par le présent avenant, sont insérés les articles 7.4 à 7.6 ainsi rédigés :

« Article 7.4. Création d'un fonds spécial de travaux pour le financement du programme de travaux de l'activité de production et réseau intelligent »

Afin de financer les investissements visés à l'article 7.1, le concessionnaire ouvrira dans sa comptabilité générale, à compter du 1er janvier 2027, un fonds spécial de travaux « production et réseau intelligent ».

Le fonds spécial de travaux « production et réseau intelligent » est fixé à 12 953 769 615 F.CFP pour la période du 1 janvier 2024 au 30 septembre 2030, correspondant au montant des investissements restant à réaliser au 1 janvier 2024.

Ce fonds est alimenté par le transfert des « réserves » de renouvellement constituées au 1 janvier 2024, soit 11.517.799.417 F.CFP au titre du passif de renouvellement dans le référentiel de la concession et par les amortissements techniques et provisions pour renouvellement antérieurement constituées à cet effet, dans le référentiel des comptes sociaux.

Ce transfert de réserves est complété par le transfert des provisions pour démantèlement et dépollution du site de Vairaatoa constituées au 31 décembre 2025, à hauteur de 549.151.714 F CFP.

Les sommes sont portées au crédit du compte 22951 « Droits du concédant au titre des fonds spéciaux ».

Article 7.5. Versements annuels au fonds spécial de travaux pour le financement du programme de travaux de l'activité de production et réseau intelligent

Chaque année, de 2024 à 2030, le concessionnaire alimente le fonds spécial de travaux « production et réseau intelligent » par la constatation d'une charge au compte 6555 « Attributions aux droits du concédants Fonds spéciaux » d'un montant de :

- 205.138.600 FCFP par an de 2024 à 2030

Les montants du transfert de « réserves » prévu à l'article 7.4 et des dotations prévues au présent article 7.5 seront actualisés en date du 31 décembre 2026 suivant la méthode historique retenue par les Parties, afin de tenir compte de la période intercalaire entre le 1 janvier 2024 et la mise en place de ce fonds.

Article 7.6. Emploi du fonds spécial de travaux pour le financement du programme de travaux de l'activité de production et réseau intelligent.

Lors de la réalisation des investissements visés à l'article 7.1, les immobilisations correspondantes sont intégrées à l'actif sur un compte 225 d'immobilisations mises en concession. Les sommes mises en réserves au fonds spécial de travaux « production et réseau intelligent » pour financer ces immobilisations sont transférées sur le compte 22955 « Droits du concédant au titre des fonds spéciaux Utilisés ».

La dépréciation de ces biens est, par la suite, constatée par un amortissement pour ordre.

Les immobilisations financées par le fonds spécial de travaux « production et réseau intelligent » reviennent gratuitement à l'autorité délégante, à l'échéance normale ou anticipée du contrat. Les comptes dédiés à l'actif et au passif pour constater ces opérations, sont soldés l'un par l'autre. ».

Dans le titre et au premier alinéa de l'article 22.1 du cahier des charges, les mots « biens de production » et « ouvrages de production » sont remplacés par les mots « biens de production et compteurs communicants prévus par le fonds établi à l'article 7.4 ».

Article 7. - Devenir du site de production de la centrale de la Vairaatoa et évolution de la garantie de puissance

En raison de la vétusté du bâtiment de la centrale de la Vairaatoa, le Concessionnaire a pris l'initiative de mettre fin prématurément à l'exploitation de la Turbine à Combustion (« TAC ») encore en bon état de fonctionnement. Le Concédant et le Concessionnaire s'accordent sur les points suivants :

- Le Concessionnaire procèdera aux opérations de démantèlement et de dépollution de cette centrale, afin de les avoir achevées au plus tard six mois avant la fin du contrat de concession. Les frais de démantèlement et de dépollution sont inclus dans le fonds de travaux de la production, défini en Annexe 1 du présent avenant. Ces opérations feront l'objet de chiffrages sur la base de devis, et un budget de travaux incluant une enveloppe raisonnable d'aléa de 10%, sera établi. Une fois établi et validé par l'autorité Concédante, ce budget sera ferme et engageant, par dérogation au caractère « prévisionnel, général et indicatif » applicable aux autres opérations. Tout dépassement de ces budgets engageants pour des causes non imputables à l'Autorité Concédante, au fait du prince, ou à un événement extérieur imprévisible de type crise internationale (guerre, pandémie) rendant impossible l'exécution des devis validés, sera à la charge du Concessionnaire.
- Pour ce faire, le Concessionnaire transfère vers le fonds de travaux de « production et réseau intelligent » défini à l'article 7.1 du cahier des charges, les provisions constituées au 31 décembre 2025 pour les opérations de démantèlement et de dépollution de la centrale de Vairaatoa, soit 549.151.714 F CFP.
- Le Concessionnaire procèdera à la mise en vente de la TAC dans les mêmes délais. Le produit de la vente sera comptabilisé dans les activités courantes de la concession et intégré au fonds de travaux de la production.
- L'Autorité Concédante se réserve le droit de reprendre le terrain d'emprise de la centrale, à l'issue du contrat de concession, dans les conditions de droit en vigueur.
- La fermeture définitive du site de Vairaatoa donnera lieu, à compter du 1er juillet 2026, à une économie de 33.000.000 F CFP par an, déduite du Revenu Autorisé de la Concession dans les conditions définies à l'article 11.1.2.3 du Cahier des Charges de la Concession, tel que modifié par le présent avenant.

En conséquence de la fermeture du site de Vairaatoa, la définition du niveau de puissance à garantir par le Concessionnaire est actualisée comme suit :

- A l'article 5. II) 1) du Cahier des Charges, l'alinéa commençant par « *Ces équipements doivent permettre* » est remplacé par l'alinéa suivant : « *Ces équipements doivent permettre d'assurer la continuité de l'alimentation des abonnés même en cas de panne du groupe thermique le plus puissant de chacun des réseaux constituant le Périmètre Géographique de la Concession (Tahiti et Iles), le territoire du SECOSUD étant de ce point de vue, considéré comme dépendant de la concession de Tahiti Nord* ».
- A l'article 11.1.1.1. du Cahier des Charges, l'alinéa commençant par « *La Puissance Maximale majorée est équivalente* » est remplacé par l'alinéa suivant : « *La Puissance Maximale Majorée est équivalente à la puissance maximale appelée, majorée de la puissance du groupe électrogène le plus puissant de chacun des réseaux constituant le Périmètre Géographique de la Concession (Tahiti et Iles), le territoire du SECOSUD étant de ce point de vue, considéré comme dépendant de la concession de Tahiti Nord* ». A compter de l'entrée en vigueur du présent avenant, le forfait FP1 est recalculé pour que la modification de l'unité d'œuvre UP1 résultant de la modification ci-dessous, soit sans impact sur le paramètre P1 de l'année 2026, toutes choses égales par ailleurs.
- A l'article 11.1.13 du Cahier des Charges, l'alinéa commençant par « *La Puissance Maximale Majorée (UP1)* » est remplacé par l'alinéa suivant : « *La Puissance Maximale Majorée (UP1) : à la hausse en cas d'augmentation de la puissance installée des centrales de production autorisée par le Concédant, ou à la baisse en cas de diminution de cette puissance installée en deçà de la Puissance Maximale Majorée* ».

C) DISPOSITIONS PARTICULIÈRES À L'ACTIVITÉ DE DISTRIBUTION

Article 8. - Financement du programme de travaux de l'activité de distribution

Après l'article 7.6 créé par le présent avenant, sont insérés les articles 7.7 à 7.9 ainsi rédigés :

« Article 7.7. Création d'un fonds spécial de travaux pour le financement du programme de travaux de l'activité de distribution »

Afin de financer les investissements visés à l'article 7.2, le concessionnaire ouvrira dans sa comptabilité générale, à compter du 1 janvier 2027, un fonds spécial de travaux « distribution ».

Le montant des investissements restant à réaliser au titre du plan de renouvellement au 1 janvier 2024 s'élève à 7.968.385.178 F CFP. L'indemnité prévisionnelle de fin de contrat, au titre de ces biens, s'élève à 6.878.722.896 F CFP à cette même date.

Le fonds spécial de travaux « distribution » est donc fixé à 1.089.662.282 F CFP, pour la période du 1 janvier 2024 au 30 septembre 2030, correspondant au montant des investissements restant à financer par la concessionnaire.

Ce fonds est alimenté par le transfert des « réserves » de renouvellement constituées au 1 janvier 2024, soit 691.044.675 F CFP au titre du passif de renouvellement dans le référentiel de la concession.

Ces sommes sont portées au crédit du compte 22951 « Droits du concédant au titre des fonds spéciaux ».

Article 7.8. Versements annuels au fonds spécial de travaux pour le financement du programme de travaux de l'activité de distribution

Chaque année, de 2024 à 2029, le concessionnaire alimente le fonds spécial de travaux « distribution » par la constatation d'une charge au compte 6555 « Attributions aux droits du concédants Fonds spéciaux » d'un montant de :

- 56.945.372 FCFP de 2024 à 2030

Les montants des transferts et dotations au fonds, prévus à l'article 7.7 et au présent article 7.8 seront actualisés en date du 31 décembre 2026 suivant la méthode historique retenue par les Parties, afin de tenir compte de la période intercalaire entre le 1 janvier 2024 et la mise en place de ce fonds.

Article 7.9. Emploi du fonds spécial de travaux pour le financement du programme de travaux de l'activité de distribution

Lors de la réalisation des investissements visés à l'article 7.2, les immobilisations correspondantes sont intégrées à l'actif sur un compte 225 « immobilisations mises en concession ». Les sommes mises en réserves au fonds spécial de travaux « distribution » pour financer ces immobilisations sont transférées sur le compte 22955 « Droits du concédant au titre des fonds spéciaux Utilisés » pour le montant correspondant au cumul des amortissements desdits investissements, du 1 janvier 2024 au 30 septembre 2030. La durée d'amortissement à retenir est celle figurant à l'annexe 5 de l'avenant 17 au présent cahier des charges.

La dépréciation de ces biens est, par la suite, constatée par un amortissement pour ordre. La quote-part de ces immobilisations qui n'a pas été financée par le fonds spécial de travaux « distribution » reviennent à l'autorité délégante, à l'échéance normale ou anticipée du contrat, contre une indemnité de fin de contrat. Son mode de calcul est décrit à l'article 22.2 du présent cahier des charges. »

II. DISPOSITIONS RELATIVES À LA RÉMUNÉRATION DE LA CONCESSION

Article 9. - Modification de l'article 11 du cahier des charges de la concession, relatif à la rémunération du concessionnaire et à la tarification

L'article 11 du cahier de charges « Rémunération du Concessionnaire et tarification » doit être adapté afin de procéder aux mesures ci-après :

- Effort du Concessionnaire de réduction de 200.000.000 F CPF son Revenu Autorisé au titre de chaque année jusqu'à la fin du contrat de concession par année pleine ;
- Réduction complémentaire de 33.000.000 F CPF du Revenu Autorisé, du fait des économies réalisées sur la fermeture du site de Vairaatoa par année pleine ;
- Augmentation momentanée du Revenu Autorisé de 66.094.189 F CFP sur le seul exercice 2026, en vue du paiement au Gestionnaire du Réseau de Transport d'ouvrages transférés vers le réseau de distribution (conformément à la convention tripartite du 23 décembre 2016) ;
- Diminution de 37.150.000 F CFP du paramètre P2 de la formule de Revenu d'Exploitation, à compter de 2026, pour en retirer le coût du traitement des effluents liquides par année pleine ;
- Intégration, à compter des quantités produites à partir du 1 juillet 2026, des coûts résiduels de ce traitement des effluents liquides dans les « Coûts d'Energie » rémunérés au Franc le franc ;
- Sortie de la « redevance transport » des éléments constitutifs du prix de l'électricité revenant au Concessionnaire, à compter du 1 mars 2025, pour en faire un élément de tarification externe au même titre que les taxes et autres redevances ;
- Introduction de la « compensation de péréquation » dans la composition du Chiffre d'Affaires devant permettre de couvrir le Revenu Autorisé ;
- Prise en compte, dans les Coûts d'Energie de la formule de Revenu Autorisé :
 - > De l'énergie solaire achetée au GRT, et plus seulement aux producteurs,
 - > Des indemnités de découplage versées aux producteurs indépendants dans le cadre des règles de placement,
 - > Des indemnités de pertes de transport que devra désormais verser le GRT, et qui viendront en déduction des Coût d'Energie ;
- Répercussion des modifications ci-avant, dans le coût du mix énergétique vendu en gros aux bornes de la concession ;
- Principe de plafonnement du niveau de péréquation interne que le Concessionnaire opère entre les comptes des délégations de service public restant dans son périmètre ;
- Adoption de certaines corrections ou précisions mineures dans la rédaction de l'article en vigueur.

Les Parties entendent abandonner toutes les autres prétentions visées au courrier n° 846/MEF du 26 septembre 2024.

En conséquence de ce qui précède, les articles 11.1 et 11.2 du Cahier des charges sont modifiés par la rédaction qui suit :

« 11.1. REVENU AUTORISE DU CONCESSIONNAIRE »

*La rémunération du Concessionnaire pour le service public rendu, est conventionnellement encadrée et dénommée « **Revenu Autorisé** ».*

Le Revenu Autorisé du Concessionnaire pour une année civile « n » est composé de deux éléments distincts : le « Revenu d'Exploitation » (RE) et les « Coûts d'Energie » (CE).

$$\text{Revenu Autorisé} = RE + CE$$

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

11.1.1 Composante « RE »

11.1.1.1 Formule de calcul du RE

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

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

Les paramètres de cette formule sont définis comme suit :

Gestion clientèle (C) :

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

$$\Rightarrow C = UC \times FC$$

NB : au sens du présent cahier des charges, le nombre de « Clients » désigne le nombre d'abonnements en compteurs classiques et de raccordements en prépaiement.

Distribution (D) :

Le montant D est la somme des paramètres suivants :

$$D = D1 + D2$$

· Dispatching : D1

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

$$\Rightarrow D1 = UD1 \times FD1$$

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

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

$$\Rightarrow D2 = UD2 \times FD2$$

Production (P) :

Le montant P est la somme des paramètres suivants :

$$P = P1 + P2$$

· Rémunération de la Puissance Maximale Majorée : P1

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

$$\Rightarrow P1 = UP1 \times FP1$$

La Puissance Maximale Majorée est équivalente à la puissance maximale appelée, majorée de la puissance du groupe électrogène le plus puissant de chacun des réseaux constituant le Périmètre Géographique de la Concession (Tahiti et Iles), le territoire du SECOSUD étant de ce point de vue, considéré comme dépendant de la concession de Tahiti Nord.

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

· Autres charges de production : P2

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

$$\Rightarrow P2 = UP2 \times FP2$$

Résultat financier (RF) :

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

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

Le taux de référence applicable pour les excédents de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 1 point. Si le taux moyen réel de placement obtenu par le Concessionnaire dans le cadre de sa gestion de trésorerie, est inférieur à ce taux, c'est le taux moyen réel qui est retenu.

Le taux de référence applicable pour les Besoins de trésorerie est arrêté à l'Euribor 3 mois moyen de l'exercice + 2 points. Si le taux moyen réel d'emprunt obtenu par le Concessionnaire dans le cadre de sa gestion de trésorerie est supérieur à ce taux, c'est le taux moyen réel qui est retenu.

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

En outre, dans le cas où le Concessionnaire obtiendrait des rendements financiers de placement des excédents de trésorerie supérieurs au taux de Euribor 3 mois + 1 point, les gains au-delà de ce taux seraient partagés à part égales entre la concession et le Concessionnaire. A cette fin, la moitié des gains de résultats financiers au-delà du taux de référence serait intégrée au revenu de l'exploitation « RE » avec pour effet une diminution du Revenu Autorisé.

Partage des Gains de Rendements (PGR) :

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

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

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

La valeur de référence pour la mesure de ces économies est la moyenne des 3 meilleurs rendements annuels des 5 dernières années, présentés en Annexe 1 de l'Avenant n°17, modifiée par l'Avenant n°17 B

Ce rendement se mesure :

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

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

Les valeurs d'origine « année n » des paramètres définis à l'article 11.1.1.1 ci-dessus sont détaillées en Annexe 2 à l'avenant 17 au présent cahier des charges, modifiée par les avenants 17 B et 18 B.

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

11.1.1.3 Evolution des paramètres de la formule de calcul du RE

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

1) Sont mis à jour sur la base des données réelles constatées au 31 décembre de l'année n-1, contrôlées et validées par le Concédant :

- La Puissance Maximale Majorée (UP1) : à la hausse en cas d'augmentation de la puissance installée des centrales de production autorisée par le Concédant, ou à la baisse en cas de diminution de cette puissance installée en deçà de la Puissance Maximale Majorée ».

- Le nombre des unités d'œuvre telles que fournies par le Concessionnaire (UC, UD1, UD2, UP2,)

- Le résultat financier (RF), tel que fourni par le Concessionnaire ;

- Le Partage des Gains de Rendements (PGR) ;

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

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

$FC : 0,78 FC \times (ISC) + 0,22 FC \times (0,6 ICV + 0,4 PSD)$

$FD1 : 0,93 FD1 \times (ISC) + 0,07 FD1 \times (0,6 ICV + 0,4 PSD)$

$FD2 : 0,16 FD2 + 0,56 FD2 \times (ISC) + 0,28 FD2 \times (0,6 ICV + 0,4 PSD)$

$FP1 : 0,26 FP1 + 0,44 FP1 \times (ISC) + 0,30 FP1 \times (0,6 ICV + 0,4 PSD)$

$FP2 : 0,40 FP2 \times (ISC) + 0,60 FP2 \times (0,6 ICV + 0,4 PSD)$

Où :

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

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

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

Les indices ICV et PSD sont ceux publiés au JOPF. L'indice ISC est celui publié sur le site internet de l'ISPF : www.ispf.pf.

Les parts respectives attribuées aux différentes charges, exprimées par la pondération des indices ci-dessus, sont celles résultant du Compte d'Exploitation Prévisionnel joint en Annexe 3 de l'Avenant n°17, modifiée par l'Avenant n° 18 B.

11.1.1.4 Risques d'exploitation

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

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

11.1.2 Composante « CE »

La composante CE du Revenu Autorisé correspond aux dépenses réelles liées à la production et à l'acquisition d'électricité, dont les coûts unitaires sont majoritairement fixés par la Polynésie française, et qui sont constitués : (i) du coût des combustibles liés à la production électrique, (ii) du coût d'achat ou de production des autres Energies intervenant dans le mix énergétique distribué, (iii) du coût de la redevance de transport, (iv), du coût de traitement des effluents liquides des centrales thermiques (v) le tout, déduction faite des indemnités de pertes versées par le gestionnaire du réseau de transport.

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

11.1.2.1 Calcul des CE

Les CE sont composés de cinq postes de charge :

$$CE = CUHPTF + E - IPT + T + EL$$

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

L'approvisionnement du Concessionnaire en énergie primaire thermique (fioul, gazole, biocarburants), en huiles et en produits de traitement des fumées (dont l'urée) sont indemnisés sur la base des dépenses effectivement réalisées.

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

Autres énergies produites ou achetées (E) :

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

De même, sont intégrées à la valeur du paramètre E les éventuelles indemnités versées aux producteurs d'énergie ayant dû faire l'objet d'un découplage momentané de leur installation, conformément aux dispositions de la réglementation sur le placement des énergies, et aux stipulations contractuelles existantes. Les indemnités versées pour des découplages consécutifs à une faute du

Concessionnaire ne sont pas comprises.

=> E = valeur de l'énergie électrique achetée ou indemnisée en cas de découplage autorisé, et de l'électricité d'origine renouvelable produite par le Concessionnaire.

Indemnités de Pertes de Transport (IPT) :

IPT correspond aux indemnités de pertes d'énergie versée par le gestionnaire du réseau de Transport au Concessionnaire au titre de l'exercice, dans le cadre de la réglementation et des conventions qui les lient. Ces indemnités sont déduites de la valeur totale des Coûts d'Energie.

=> IPT = montant des indemnités de pertes de transport versées par le gestionnaire du réseau de transport.

Transport (T) :

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

=> T = montant des redevances payées au concessionnaire de transport.

Effluents liquides (EL)

EL correspond au coût de traitement et évacuation des boues ultimes d'hydrocarbures, issues de la centrifugation du combustible des centrales thermiques de la Concession produites à compter du 1 juillet 2026.

11.1.2.2 Valeur initiale et régularisation des CE

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

11.1.2.3 Adaptations exceptionnelles du Revenu Autorisé après application de la formule

A compter du 1 juillet 2026, le Revenu d'Exploitation (RE) du Périmètre concessif, calculé comme défini à l'article 11.1.1. ci-dessus, est réduit de 200.000.000 F par année pleine jusqu'en 2030, au titre de l'effort du Concessionnaire pour la réduction de ses coûts. La baisse de RE des années 2026 et 2030 est soumise à prorata temporis.

La réduction opérée n'est pas cumulative d'une année sur l'autre.

La réduction de RE indiquée ci-dessus est établie suivant le périmètre géographique, technique et fiscal en vigueur au moment de la signature de l'avenant 20 au présent Cahier des Charges.

En cas de sortie anticipée d'une commune concédante du Périmètre concessif au cours d'une année « N », le résultat moyen de la concession sortante sur les 3 années précédentes, est déduit au Franc le Franc de l'effort de réduction de RE du concessionnaire appliqué à compter de cette année « N », un prorata temporis étant appliqué pour la première année.

En cas de modification à la hausse ou à la baisse d'un paramètre de la composante RE, hors les cas de mise à jour annuelle prévus à l'article 11.1.1.3, l'effort de réduction de RE du concessionnaire au titre du ou des exercices concernés par cette modification sera réduit ou augmenté à due proportion de la variation correspondante dudit paramètre par rapport à sa valeur de l'année 2025, un prorata temporis étant appliqué pour les années incomplètes.

En cas de variation du taux d'Impôt sur les Sociétés applicable au Concessionnaire (par référence aux taux en vigueur au jour de signature des présentes), le montant de l'effort de réduction du Revenu Autorisé est modifié en plus ou en moins, au prorata de la variation de ce taux.

Le montant de la baisse de RE défini conformément au présent article, est imputé uniquement sur le

RE de la concession de Tahiti Nord.

A compter de la prise d'effet du présent avenant, le Revenu d'Exploitation (RE) du Périmètre concessif, calculé comme défini à l'article 11.1.1. ci-dessus, est également réduit de 33.000.000 F par année pleine jusqu'en 2030, au titre de l'économie du Concessionnaire sur le gardiennage, le nettoyage et maintenance spécifique de la centrale Vairaatoa. La baisse de RE des années incomplètes est soumise à prorata temporis.

A l'inverse, le Revenu Autorisé de l'exercice 2026 à Tahiti Nord, sera exceptionnellement augmenté d'une somme de 66.094.189 F CFP, afin de permettre au Concessionnaire de procéder au paiement de certains ouvrages au Gestionnaire du Réseau de Transport d'ouvrages, conformément à la convention tripartite du 23 décembre 2016.

11.2. PRIX DE VENTE DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

11.2.1 Etablissement des prix de vente

La facturation de l'énergie électrique est composée :

- *D'une part fixe, fonction de la puissance souscrite par contrat, mesurée en kVA, dite « abonnement »*
 - *D'une part variable correspondant aux consommations relevées aux compteurs.*
- Ces compteurs peuvent être « classiques » (11.2.2) ou « à prépaiement » (11.3.3).*

Les tarifs (parts fixes et prix unitaires de chaque tranche de consommation), de même que les catégories de consommateurs, ainsi que le nombre et l'amplitude des tranches de consommation sont fixés par arrêtés en Conseil des Ministres sans nécessiter d'avenant au présent cahier des charges, de manière à permettre au Concessionnaire d'atteindre le niveau de Revenu Autorisé, après prise en compte des sommes perçues par le Concessionnaire au titre de la compensation de péréquation issue du régime de solidarité tarifaire mis en place par la réglementation, et de la redevance de transport facturée aux clients au bénéfice du gestionnaire du réseau de transport.

Cet équilibre entre le Revenu Autorisé et le Chiffre d'affaires énergie est global pour l'ensemble du Périmètre concessif défini à l'article 1 du présent cahier des charges, à jour des Communes en faisant partie.

Par dérogation à l'alinéa précédent, et à partir du 1 juillet 2026, si l'écart négatif entre le Revenu Autorisé et le Chiffre d'affaires constaté sur une des communes, syndicat de communes ou syndicat mixte visés au 2) de l'article 1 du présent Cahier des charges est supérieur à 50 Millions de francs CFP en année pleine, l'intégralité de l'écart négatif constaté sur son périmètre sera imputable à cette entité qui devra mettre à jour sa grille tarifaire conformément à l'article 11.3.3 du présent cahier des charges. En tout état de cause, cette mesure devra rester sans impact sur l'équilibre économique de la Concession.

Chaque année avant le 15 février, le Concessionnaire remet au Ministère en charge de l'énergie une proposition de grille tarifaire à mettre en application au 1 mars. Ces tarifs sont établis sur la base du Revenu d'Exploitation du Concessionnaire (RE) et du coût prévisionnel de l'énergie (CE), détaillés pour l'ensemble du Périmètre concessif. Ils tiennent ainsi compte :

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

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

Après analyse des éléments prévisionnels et du Revenu Autorisé établis par le Concessionnaire, ainsi

que de sa proposition de tarifs, l'Autorité Concédante se concerte avec le Concessionnaire, avant d'arrêter les tarifs publics.

11.2.2 Compteur classiques :

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

11.2.2.1 Part variable

A compter du 1 mars 2025, la grille des tarifs de part variable de la concession de Tahiti Nord s'établit comme suit (la grille applicable aux autres concessions du périmètre demeurant inchangée) :

En FCFP par kWh :

A - Tarifs "petits consommateurs"

- P0 Usages domestiques 1ère tranche de 0 à 240 kWh/mois : 8,47

- P1 Usages domestiques 2ème tranche au-dessus de 240 kWh/mois : 27,67

B - Tarifs "classique"

Basse Tension :

- P2 Usages domestiques 1ère tranche de 0 à 150 kWh/mois : 18,57

- P3 Usages domestiques 2ème tranche de 151 à 240 kWh/mois : 19,87

- P4 Usages domestiques 3ème tranche de 241 à 360 kWh/mois : 37,21

- P5 Usages domestiques 4ème tranche au-dessus de 360 kWh/mois : 39,03

- P6 Eclairage public : 30,52

- P7 Usages professionnels 1ère tranche de 0 à 500 kWh/mois : 32,77

- P8 Usages professionnels 2ème tranche de 501 à 1 000 kWh/mois : 33,57

- P9 Usages professionnels 3ème tranche au-dessus de 1 000 kWh/mois : 36,06

Moyenne Tension :

Tarif jour (de 7h00 à 20h59)

- P10 Moyenne tension 1ère tranche de 0 à 18 000 kWh/mois : 21,20

- P11 Moyenne tension 2ème tranche au-dessus de 18 000 kWh/mois : 22,67

Tarif nuit (de 21h00 à 6h59)

- P12 Moyenne tension 1ère tranche de 0 à 18 000 kWh/mois : 18,24

- P13 Moyenne tension 2ème tranche au-dessus de 18 000 kWh/mois : 19,72

Le tarif Basse Tension « usages domestiques », ne pourra être appliqué aux usages professionnels. Pour bénéficier du tarif Basse Tension « usage professionnel », le client doit en avoir fait la demande et justifier soit d'une inscription au Registre du Commerce et de l'industrie, soit de sa qualité de personne morale de droit public.

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

11.2.2.2 Part fixe

La facturation de la part fixe est mensuelle.

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

En basse tension, sa valeur est fixée à :

- 263 FCFP par kVA pour le tarif « petits consommateurs » ;

- 445 FCFP par kVA pour le « tarif classique » basse tension usage domestique ;

- 400 FCFP par kVA pour le tarif « usages professionnels BT et autres usages » et le tarif « éclairage public ».

En moyenne tension, sa valeur est fixée à :

- 1 672 FCFP par kVA pour la part de puissance souscrite jusqu'à 200 kVA ;

- 1 355 FCFP par kVA pour la part de puissance souscrite au-dessus de 200 kVA.

11.2.2.3. Factures intermédiaires

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

Dans l'intervalle séparant deux relevés, le Concessionnaire peut établir des factures intermédiaires d'acompte calculées sur une consommation estimée. Ces estimations sont effectuées sur la moyenne

des consommations facturées au client dans les mois antérieurs, ou, à défaut, la moyenne des consommations facturées aux clients de la catégorie de tarif considérée. La facture rectificative est établie sur la base du relevé de compteur.

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

11.2.2.4. Eléments complémentaires de tarification

Le Concessionnaire applique aux usagers, en complément des éléments de facturation de son service ci-dessus, les taxes et autres redevances imposées par la loi et la réglementation, telles que la TVA, taxes municipales, redevance de transport, la contribution de solidarité sur l'électricité, etc. qu'il perçoit pour compte de ses mandants.

Ces éléments sont mis à jour de plein droit, sans nécessité de modification de la grille des tarifs elle-même.

11.2.3. Compteurs à prépaiement

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

Ces tarifs sont établis comme suit :

- Inférieur ou égal à 2,2 kVA de puissance souscrite avant le 1 mars 2016, quel que soit le nombre de kWh/mois	P8	13,3 FCFP/kWh
- Inférieur ou égal à 3,3 KVA quel que soit le nombre de kWh/mois	P9	20,9 FCFP/kWh
- Supérieur à 3,3 KVA quel que soit le nombre de kWh/mois	P10	29,8 FCFP/kWh

Le tarif P8 est maintenu pour les souscriptions inférieures ou égales à 2,2 kVA et antérieures au 1 mars 2016. Pour toute souscription postérieure, le tarif applicable est le même de 0 à 3,3 kVA, soit le tarif P9.

11.2.4 Actualisation des tarifs de vente

L'actualisation des tarifs liés au Revenu Autorisé intervient :

- **Tous les ans au 1er mars,**
- **À tout moment :** en cas de modification d'un ou plusieurs des paramètres qui composent les CE

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

11.2.5 Régularisation de l'écart entre le Chiffre d'affaires constaté et le Revenu Autorisé

A défaut pour le chiffre d'affaires issu des ventes d'électricité sur l'ensemble du Périmètre de correspondre, en fin d'exercice, au Revenu Autorisé définitif dudit exercice établi sur ce même Périmètre selon la méthode ci-dessus, l'écart constaté constitue soit une dette, soit une créance du Concédant vis à vis du Concessionnaire, en fonction de la nature négative ou positive de l'écart. Cette dette ou créance est exigible de plein droit par la Partie bénéficiaire par répercussion sur le Revenu Autorisé de l'exercice suivant. »

Article 10. - Répercussion sur le mix énergétique revendu en gros aux bornes de la concession

L'article 12 bis du cahier des charges de la Concession est remplacé par la rédaction suivante :

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

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

La facturation de cette électricité (P_x) se fera sur la base de quatre composantes correspondant respectivement à la Puissance Maximale Majorée ($P1$), aux charges variables de production ($P2$), au coût des matières consommées (combustibles, huiles, urée, énergies d'origine hydraulique) (MC), et à la quote-part affectée au SECOSUD, de l'indemnisation des pertes de transport versée par le gestionnaire du réseau de transport au Concessionnaire (IPT) :

$$P_x = P1 + P2 + MC - IPT$$

Où :

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

L'obligation faite au Concessionnaire de garantir une Puissance est rémunérée par un terme ($P1$) résultant du produit de cette Puissance Maximale Majorée exprimée en kW ($UP1$) par un forfait ($FP1$).

$$\Rightarrow P1 = UP1 \times FP1$$

$UP1$ soit 11.425 kW résulte de l'addition de la puissance maximale appelée par le Secosud (PMA), soit 8 360 kW, et de la quote-part du Secosud dans la majoration contractuelle au titre de la garantie de puissance

Cette majoration résulte du produit :

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

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

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

La mise à jour au 1 juillet 2026 des unités d'œuvre $UP1$ et du forfait $FP1$ de Tahiti Nord, par l'avenant 20 au présent Cahier des Charges, est répercutée sur les valeurs ci-dessus, de sorte à les maintenir inchangées pour l'exercice 2026.

- **Autres charges de production : $P2$**

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

$$\Rightarrow P2 = UP2 \times FP2$$

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

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

- ***Matières consommées : MC***

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

Sont assimilées à ces matières consommées les éventuelles indemnités versées par le Concessionnaire aux producteurs d'énergie ayant dû faire l'objet d'un découplage momentané de leur installation, conformément aux dispositions de la réglementation sur le placement des énergies, et aux stipulations contractuelles existantes. Les indemnités versées pour des découplages consécutifs à une faute du Concessionnaire ne sont pas comprises.

Sont également assimilés aux coûts des matières consommées, les coûts de traitement des Effluents Liquides (EL) supportés par le Concessionnaire.

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

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

- ***Indemnisation des Pertes de Transport : IPT***

Quote-part, au prorata du nombre total de kWh distribués dans le SECOSUD par rapport à ceux distribués dans la concession de Tahiti Nord, de l'indemnité mensuelle de pertes d'énergie versée par le gestionnaire du réseau de Transport au Concessionnaire, dans le cadre de la réglementation et des conventions qui les lient.

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

Article 11. - Mécanisme de partage et de plafonnement du Résultat du Concessionnaire

Le « mécanisme de plafonnement avec intéressement », mis en place temporairement par l'article 2.5 de l'avenant 18 B, est pérennisé et adapté, afin de tenir compte du nouveau périmètre géographique des concessions et d'améliorer l'incitation du Concessionnaire à la maîtrise de ses coûts.

Pour ce faire, il est créé un article 11.4 au Cahier des Charges de la Concession, rédigé comme suit :

« 11.4 MECANISME DE PARTAGE ET DE PLAFONNEMENT DU RESULTAT DU CONCESSIONNAIRE »

A compter du 1 juillet 2026, le mécanisme de partage et de plafonnement du résultat des concessions du Périmètre du Concessionnaire s'établit comme suit.

11.4.1 Mode de détermination du résultat soumis au mécanisme

Le résultat soumis au mécanisme de partage et de plafonnement, est le résultat net après impôt du Périmètre du Concessionnaire.

Il se mesure sur les activités rémunérées au travers du revenu autorisé : production, dispatching, transport, distribution, fourniture d'électricité incluant « gestion administrative », « Etudes et raccordement solaire », PGR et résultat financier. Il s'entend hors activités annexes.

On entend par activité annexe, une activité qui n'est pas imposée par le contrat de délégation mais qui ne peut être réalisée que par le Concessionnaire, à titre exclusif, en raison de sa position. Elle est effectuée principalement à la demande des usagers du service public et est annexe aux activités imposées par le Cahier des charges.

Ce résultat dépend de l'activité de l'entreprise, et varie avec le nombre de contrats de concession inclus au Périmètre du Concessionnaire :

- *La sortie d'une concession fait diminuer le résultat de référence au prorata du « RE » perdu sur le « RE » total géré antérieurement ;*
- *Les éventuels nouveaux contrats de délégation conclus par le Concessionnaire ne sont pas concernés.*

11.4.2 Seuil de partage et plafond de résultat

Le résultat du Concessionnaire dans le Périmètre de la Concession est soumis à un seuil de partage établi à 623.000.000 F CFP, et à un plafond de 841.000.000 F CFP.

Au-delà du seuil de partage de 623.000.000 F CPF, et dans la limite du plafond ci-après défini, les éventuels résultats excédentaires du Périmètre sont conservés pour moitié par le Concessionnaire au titre de l'intéressement à l'amélioration de la performance, l'autre moitié étant déduite du Revenu Autorisé de l'année suivante.

Au-delà du plafond de 841.000.000 F CFP, tout résultat excédentaire (retraité avant impôt) est déduit du Revenu Autorisé de l'année suivante au prorata de chaque concession.

Les seuils de partage et plafond ci-dessus sont des montants après impôts, établis sur le fondement du taux d'Impôt sur les Sociétés en vigueur au jour de signature de l'avenant 20 au présent Cahier des Charges. Toute évolution de ce taux à la hausse ou à la baisse, fait évoluer de plein droit les seuils de partage et plafonds pour maintenir un équilibre économique identique ».

L'article 2.5 de l'avenant 18 B est abrogé.

Article 12. - Dispositif de maîtrise de la demande d'électricité (MDE) sociale

Les Parties entendent confier au Concessionnaire le soin d'apporter une expertise et une aide financière aux personnes en situation de précarité ayant une facture d'électricité élevée.

A ce titre, il est décidé d'affecter une partie de l'enveloppe dédiée aux extensions de réseau à établir sur l'initiative de l'autorité concédante (article 14 A) afin d'abonder un « fonds social à la MDE » à hauteur de 30 millions FCFP par an.

Ainsi, l'article 14 a) est remplacé par :

« a) Extension à établir sur l'initiative de l'autorité concédante »

Dans toutes les régions de la zone concédée, accessibles à partir des réseaux existants, le concessionnaire sera tenu d'établir les lignes et postes dont l'autorité concédante lui demandera l'installation, en lui garantissant ou en lui faisant garantir, pendant cinq ans, une recette annuelle correspondant à la vente d'au moins :

- 30 kWh par mètre de ligne basse tension aérienne,*
- 40 kWh par mètre de ligne mixte haute et basse tension aérienne,*
- 50 kWh par mètre de ligne souterraine haute tension et basse tension.*

Ces kWh sont facturés au tarif maximum en vigueur.

Au cours d'un exercice donné, le Concessionnaire ne pourra être tenu d'investir à ce titre sur l'île de TAHITI une somme supérieure à la valeur de 10 kWh par abonné au tarif maximum en vigueur au cours de l'année civile considérée.

Toute commune adhérant à la concession aura la possibilité de demander des extensions, pour une valeur maximale correspondant à la valeur de 25 kWh par abonné, valorisée au tarif maximum en vigueur au cours de l'année civile considérée. »

Il est par ailleurs inséré un nouvel article 19 ter ainsi rédigé :

« Article 19 ter Dispositif de maîtrise de la demande d'énergie dit « social » »

Dans le cadre de sa politique de transition énergétique, le Concédant missionne le Concessionnaire pour apporter un soutien technique et financier aux particuliers en situation de précarité pour diminuer leur facture d'électricité, dans le périmètre de la concession de Tahiti Nord.

L'objectif du dispositif est d'accompagner un minimum de 150 foyers bénéficiaires par an pour un objectif cible recherché de réduction de la consommation d'électricité de l'ordre de 20% par foyer.

Le Concessionnaire n'ayant aucune maîtrise sur le profil de consommation des foyers pour lesquels il aura réalisé sa mission d'accompagnement MDE, il ne pourra en aucun cas être recherché en responsabilité ou être pénalisé pour non atteinte de l'objectif cible.

Ce dispositif de MDE sociale est financé via la création d'un fonds annuel de 30 millions de francs pacifique. En cas d'année incomplète, le montant de ce fonds est ajusté au prorata temporis. Le montant de ce fonds constitue le maximum d'engagement de dépenses du Concessionnaire au titre d'une année. Si le budget alloué à l'année N n'est pas dépensé dans sa totalité, le montant restant est alors affecté au budget de l'année N+1. A l'échéance de la délégation de service public, les sommes non engagées de l'enveloppe de MDE sociale sont restituées au Concédant.

L'aide pourvue par ce dispositif comprend :

- Des actions de communication à l'attention de l'ensemble de la clientèle au nom d'EDT missionné expressément par le Pays ;*
- L'accompagnement gratuit du Concessionnaire pour analyser la consommation électrique du bénéficiaire et conseiller le bénéficiaire sur sa puissance souscrite ainsi que sur une meilleure utilisation des équipements électriques ;*
- La prise en charge partielle ou totale du remplacement des équipements jugés énergivores ou la rénovation thermique du logement pour une coût total maximal défini par la Direction Polynésienne de l'Energie ;*

- *L'installation gratuite d'un ou plusieurs nouveaux compteurs électriques selon l'état du compteur ou les raccordements du compteur du bénéficiaire (branchements en étoile) par le Concessionnaire ;*
- *Un suivi gratuit du Concessionnaire de l'évolution de la facture d'électricité sur les 6 mois suivant la mise en place des nouveaux équipements et des conseils.*

Les bénéficiaires de cette aide sont les particuliers (personnes physiques) disposant d'un abonnement basse tension domestique (tarif classique ou petit consommateur) et remplissant les conditions suivantes :

- *La moyenne de la facture d'électricité mensuelle toutes taxes comprises de l'année N-1 du particulier est supérieure ou égale à un montant défini par la Direction polynésienne de l'énergie ;*
- *Le particulier apporte la preuve de sa moyenne économique journalière (MEJ), établie selon l'article 52 de la délibération n° 99-217 APF du 2 décembre 1999 relative à l'habitat social en Polynésie française.*

Une seule aide dite « MDE sociale » est accordée par foyer. Elle ne peut être accordée qu'une fois tous les 5 ans. Le Concessionnaire s'assure du respect de cette disposition.

La procédure détaillée est corédigée et validée par Direction Polynésienne de l'Energie avant la mise en place du dispositif de MDE sociale. Elle est revue conjointement selon les besoins identifiés au cours de la mise en œuvre du dispositif.

Le Concessionnaire s'assure que les équipements énergivores soient effectivement récupérés et s'assure de leur élimination ou recyclage avec les entités ad hoc. Leur remise sur le marché est ainsi formellement exclue.

Enfin, le Concessionnaire a la possibilité de mener des études financées par le fonds « MDE sociale » au cours des douze premiers mois de fonctionnement du dispositif. Ces études sont préalablement validées par la Direction Polynésienne de l'Energie. Elles sont discutées sur la base du dépôt d'un dossier technique et financier auprès du Concédant. »

Article 13. - Modification du forfait FP2 du Revenu d'Exploitation

A compter de l'entrée en vigueur du présent avenant, le forfait FP2 de la formule de rémunération du Concessionnaire au titre de Tahiti Nord, tel que fixé par l'avenant 17, modifié par les avenants 18 et 18 B, est diminué pour prendre en compte le retrait des charges de traitement des effluents liquides de 37.150.000 F en année pleine.

III. AU TITRE DE LA PRÉPARATION DE LA FIN DU CONTRAT DE CONCESSION

Article 14. - Etablissement d'un inventaire et audit contradictoire en fin de concession

L'article 24 « Remise des ouvrages » du Cahier des charges est remplacé par la rédaction suivante :

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

Pour ce faire, au plus tard trente mois avant la fin du contrat de Concession, le Concessionnaire s'engage à remettre à l'autorité concédante, et en coordination avec celle-ci, un inventaire exhaustif et détaillé des biens de retour, des biens de reprise, et des stocks qu'il s'agisse des biens meubles et immeubles, droits et obligations, en vue d'établir la situation patrimoniale du service à la fin de la convention.

Les biens de reprise sont présentés séparément et le Concessionnaire sollicite l'accord du concédant sur leur éventuelle reprise.

Il est précisé que l'inventaire des biens des réseaux n'est pas réalisé composant par composant mais par famille de biens.

Le niveau de précision de l'inventaire sera a minima l'identification des biens d'une valeur d'acquisition supérieure à 1 000 000 XPF.

Les biens inclus dans l'inventaire à dresser par le concessionnaire seront au moins les suivants :

- Les équipements de la concession ;*
- Les ouvrages de la concession ;*
- Les mobiliers et matériels affectés à l'exécution de la convention ;*
- Les véhicules et engins affectés à l'exécution de la convention ;*
- Le parc informatique affecté à l'exécution de la convention ;*
- La documentation affectée à l'exécution de la convention ;*
- Les bases de données spécifiques à l'exécution de la convention, extraites du système d'information globalisé du concessionnaire ;*
- Les bases de données affectées à l'exécution de la convention (données clients, état du réseau et de tous les ouvrages de la concession actuel et historique, etc.)*
- La téléphonie, les contrôles d'accès, la détection incendie et tout autre équipement nécessaire à la sécurité et à l'exploitation de tous les biens de la concession.*

L'inventaire est valorisé par le concessionnaire selon les indications minimales suivantes :

- La qualification juridique en biens de retour, biens de reprises et biens propres*
- La valorisation à l'origine*
- La date d'entrée au patrimoine du service*
- La durée d'amortissement*
- La nature de l'amortissement*
- La participation du concessionnaire à l'établissement du bien*
- Le montant de l'amortissement annuel au 31/12*
- Le montant cumulé des amortissements depuis l'origine de la convention*
- La valeur nette comptable au 31/12.*

L'autorité concédante et le concessionnaire établissent ensuite, deux ans avant l'expiration du présent contrat, un état des biens concernés et, s'il y a lieu, une liste des interventions de maintenance ou de renouvellement que le concessionnaire doit avoir exécutées au plus tard un mois avant l'expiration du présent contrat.

Si les parties ne parviennent pas à se mettre d'accord sur la liste des interventions de maintenance ou de renouvellement à engager, elles conviennent d'avoir recours sous dix jours calendaires à un expert désigné par elles d'un commun accord. Si un consensus est impossible, un expert est alors désigné par ordonnance du Président du Tribunal Administratif compétent à la demande de la partie la plus diligente. Les parties conviennent de respecter la décision de l'expert. Les coûts d'expertise sont partagés à part égale entre le Concessionnaire et le concédant.

Un mois avant l'expiration du présent contrat, le concessionnaire assure le nettoyage des installations du service dont il a assuré le premier investissement ou le renouvellement, ainsi que l'évacuation de tous objets ou produits inutilisables issus de sa propre gestion.

Par ailleurs, il est convenu que le concessionnaire réalisera au plus tard 36 mois avant l'expiration du présent les contrôles suivants :

- une campagne de mesures vibratoires sur l'ensemble des groupes thermiques aux taux de charge de 50% et 75%.*
- une analyse des fonctionnements à basse charge sur les W46, et les PC4.2B*
- mesure d'isolement de l'ensemble des alternateurs conformes à la méthodologie en place dans le cadre de la maintenance de ces équipements*

En fonction du résultat de ces mesures un plan d'action sera conjointement défini entre le concessionnaire et l'autorité délégante. Les éventuelles opérations seront prioritairement couvertes par le fonds de travaux de production.

Le concessionnaire remet à l'autorité délégant au plus tard un an avant l'expiration du présent contrat un dossier actualisé avec les mesures actualisées et le bilan des actions correctives mise en œuvre depuis les derniers contrôles.

D'autre part, un an avant l'expiration du présent contrat, le concessionnaire remet à l'autorité concédante un dossier documentaire complet, avec notamment :

- Remise d'une procédure de démontage/remontage de l'alternateur de rechange ABB (pour moteur W46), en fonction du type de groupe (G5P/G6P ou G7P/G8P).*
- Remise d'un dossier de mesures de tangente(delta) et ou de DP (décharges partielles) pour l'ensemble des alternateurs*
- Remise d'un dossier reprenant toutes les opérations de maintenance effectuées sur chaque tableau HTA depuis 5 ans)*
- Remise d'un dossier de mesures d'isolement pour l'ensemble des bornes des transformateurs (Production).*
- Remise d'un dossier reprenant toutes les opérations de maintenance effectuées sur chaque protection électrique depuis 5 ans ou depuis la mise en service de la protection si elle a moins de 5 ans*
- Fourniture des rapports d'analyse sur les 10 dernières années (poussières et effluents gazeux) conformément aux prescriptions de l'arrêté d'autorisation d'exploiter*

- Remise d'un dossier de suivi du niveau de la nappe phréatique sur les 10 dernières années*
- Fourniture des rapports de mesure de bruit en limite de propriété sur les 10 dernières années conformément aux prescriptions de l'arrêté d'autorisation d'exploiter*
- Remise d'un dossier de mesure de performances du système du générateur virtuel PUTU UIRA (incluant des mesures de température et des mesures de tension par cellules)*
- Remise d'un dossier de mesures de tangente(delta) pour l'ensemble des bornes des transformateurs des postes sources en distribution.*

En cas de défaut de réalisation des interventions mentionnées dans le présent article, l'autorité concédante peut les exécuter aux frais du concessionnaire, sans préjudice de l'application des pénalités prévues au présent contrat et par la législation en vigueur.

Les montants correspondants aux opérations de maintenance, de renouvellement et de nettoyage réalisés par l'autorité concédante aux frais du concessionnaire sont payés par le concessionnaire un mois après leur réalisation, en priorité par usage des éventuelles provisions de renouvellement ou reliquats de fonds de travaux à restituer par le Concessionnaire, ou à défaut déduits par l'autorité de l'indemnité due au titre de la valeur nette comptable, telles que définies au présent contrat.

Seront considérés en « bon état d'entretien », « bon état de service » ou « bon état de fonctionnement » au sens du Cahier des charges, et notamment au sens du présent article 24, les biens rendus en fin de concession a minima dans l'état décrit en Annexe 2 de l'avenant 20, indépendamment de leur durée d'amortissement comptable ».

Article 15. - Hypothèse d'avarie pour cause de force majeure au cours des cinq dernières années du contrat de concession

Au 3 alinéa de l'article 7 du Cahier des Charges, après les mots « répartie sur une durée d'un à cinq ans », est ajoutée la stipulation suivante :

« Dans le cas où l'avarie se produirait au cours des cinq dernières années de la Concession, la hausse de tarifs destinée à couvrir la dépense de réfection se fait sur la période résiduelle du contrat. Toutefois, s'il le souhaite, le Concédant peut décider de maintenir le principe de couverture d'1/5 de ces dépenses par les tarifs pour chaque année restant à accomplir avant la fin du Contrat, le prorata excédant cette durée résiduelle étant intégré à l'Indemnité de Fin de Concession prévue à l'article 22.2. ci-après ».

Article 16. - Mise en concurrence des engagements commerciaux du Concessionnaire

Afin de contrôler les prestations réalisées par les autres entités de l'entreprise verticalement intégrée à laquelle fait partie le Concessionnaire, il est inséré un nouvel article 28-1 ainsi rédigé :

« Article 28-1 Mise en concurrence des engagements commerciaux du concessionnaire »

Le Concessionnaire est tenu de soumettre à mise à concurrence tous les accords commerciaux et financiers d'un montant supérieur à 5.000.000 FCFP qu'il envisage de conclure avec quelque entreprise que ce soit, sauf urgence dument justifiée auprès de l'autorité concédante. Il rend disponibles les résultats de cette mise en concurrence à l'autorité concédante.

A chaque fois que l'un de ces contrats est attribué à une entité de l'entreprise verticalement intégrée à laquelle fait partie le Concessionnaire, ce dernier transmet à l'autorité concédante une fiche de synthèse exposant les motifs du choix du partenaire retenu, et tient à sa disposition les différentes offres examinées. En cas de choix s'écartant de l'offre moins-disante ou mieux-disante, le Concessionnaire justifie son choix par des motifs circonstanciés.

Il lui transmet également le contrat une fois conclu.

L'autorité concédante dispose d'un délai de deux mois après transmission, pour apprécier si le contrat conclu est conforme aux conditions générales du marché. Tout accord considéré par l'autorité concédante comme non conforme aux conditions du marché ne peut être couvert par les tarifs publics au-delà desdites conditions du marché. En cas de contestation de cette décision par le Concessionnaire, le différend est tranché par la justice administrative ».

IV. DISPOSITIONS TECHNIQUES DIVERSES

Article 17. - Tension et fréquence

Afin de tenir compte de l'évolution technologique, l'article 9 « Tension et Fréquence » du Cahier des charges est annulé et remplacé par la rédaction suivante :

« Le Concessionnaire doit assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique :

- La tension du courant distribué en Moyenne Tension est fixée à 14 800 Volts entre phases (départ poste source). Cette tension pourra éventuellement être portée, d'accord parties, à une valeur supérieure si les conditions techniques l'exigent. Chaque contrat fixera une tension moyenne d'alimentation qui ne devra pas s'écarter de plus de 7 % de la tension normale. La tension mesurée au point d'utilisation en service normal ne devra pas elle-même s'écarter de plus de 10 % en plus ou en moins de la valeur fixée au contrat d'abonnement.

- La tension de référence appelée « B2 » du courant distribué en Basse Tension est fixée à 230-400 Volts. La tolérance maximum pour les variations de tension est de plus ou moins 10 % conformément à la norme NF EN 50160. Les mesures de qualité de la tension seront réalisées conformément au 4.2.2.2 de la norme NF EN 50160.

- L'ancienne tension de référence appelée « B1 » et fixée à 127-220 Volts est toujours utilisé pour alimenter des anciennes installations clients.

- La fréquence du courant est fixée à 60 Hz ; elle ne pourra pas s'écarter de plus de 5 % en plus ou en moins de sa valeur normale.

Le Concessionnaire ne peut être tenu responsable de dommages électriques invoqués par les usagers, s'il a maintenu les valeurs ci-dessus dans leurs limites prévues au présent article ».

Article 18. - Obligations de maintenance des postes de transformation privés et publics

Après l'article 19 ter du cahier des charges de la concession créé à l'article 12 du présent avenant, il est inséré un nouvel article 19 quater ainsi rédigé :

« Article 19 quater Obligations de maintenance des postes de transformation privés et publics

L'entretien et le renouvellement des postes de transformation privés, mis à la charge des abonnés en Moyenne Tension aux termes de l'article 19, ainsi que des postes de distribution publique entretenus par le Concessionnaire, doivent respecter le référentiel ci-après.

Pour les cellules HTA et les transformateurs des postes de distribution, qu'ils soient publics ou privés, ces équipements devront être entretenus conformément à l'état attendu des biens de distribution en fin de concession.

Postes de distribution, préfabriqués ou non, en zone normale :

- Cellules HTA

1. Durée de vie théorique : 25 ans

2. Maintenance minimale : 5 ans

3. Nettoyage minimal : 1 an

- Transformateur H59

1. Durée de vie : 35 ans

2. *Maintenance minimale : 5 ans*
3. *Nettoyage minimal : 1 an*

Postes de distribution, préfabriqués ou non, en zone polluée ou sensible

- *Cellules HTA*

1. *Durée de vie théorique : 25 ans*
2. *Maintenance minimale : 4 ans*
3. *Nettoyage minimal : 6 mois*

- *Transformateur H59*

1. *Durée de vie théorique : 35 ans*
2. *Maintenance minimale : 4 ans*
3. *Nettoyage minimal : 6 mois*

Chaque client doté d'un poste privé doit désigner au Concessionnaire un exploitant, et tenir constamment à jour les coordonnées de ce dernier.

Pour les transformateurs H61 et les disjoncteurs BT des postes de distribution sur poteau, qu'ils soient publics ou privés, ces équipements devront être entretenus conformément à l'état attendu des biens de distribution en fin de concession.

Postes de distribution sur poteau, en zone normale :

- *Disjoncteurs BT*

1. *Durée de vie théorique : 20 ans*
2. *Maintenance minimale : 5 ans*
3. *Nettoyage minimal : 3 ans*

- *Transformateur H61*

1. *Durée de vie théorique : 35 ans*
2. *Maintenance minimale : 5 ans*
3. *Nettoyage minimal : 3 ans*

Postes de distribution sur poteau, en zone polluée ou sensible :

- *Disjoncteurs BT*

1. *Durée de vie théorique : 16 ans*
2. *Maintenance minimale : 4 ans*
3. *Nettoyage minimal : 2 ans*

- *Transformateur H61*

1. *Durée de vie théorique : 35 ans*

2. *Maintenance minimale : 4 ans*

3. *Nettoyage minimal : 2 ans*

Tout ouvrage neuf ou réhabilité doit se conformer aux normes NF C13-100 et C13-200 et respecter le guide de bonnes pratiques SeQuelec cf. GP 17.

Les zones polluées ou sensibles sont définies par départ en accord avec la DPE et pourront être réévaluées en fonction du retour d'expérience. Le Concessionnaire produira cette liste et la fera valider à la DPE une fois par an à chaque début d'exercice.

Le Concessionnaire, au travers des contrats de raccordement établis avec les exploitants des postes privés et de son expertise concernant la maintenance des postes de distribution publics, rappellera les obligations de maintenances périodiques de ces postes au regard des normes NF C13-100 et 200, lesquelles obligations porteront en partie sur les points suivants :

- *Des dispositions de sécurité (mise hors de portée des parties actives sous tension) ;*
- *Des dispositifs de protection mis en place*
- *Des réglages des protections ;*
- *De l'utilisation de matériels électriques conformes aux normes susmentionnées*
- *Du bon fonctionnement des mécanismes de commande et de verrouillage ;*
- *Du bon fonctionnement des protections et des chaînes de déclenchement ;*
- *Du bon fonctionnement des asservissements et des divers automatismes ;*
- *Du droit d'accès libre et permanent (24h/24) aux postes privés et publics pour :*

> réaliser des manœuvres ou des accès sur la ou les unités fonctionnelles d'alimentation du poste privé (unité(s) d'arrivée interrupteur ou disjoncteur) dont il a la manœuvre exclusive (y compris automate de commande à distance associé)

> intervenir sur le dispositif de comptage (y compris le dispositif de sectionnement aval, les Transformateurs de Courant et de Tension) et les protections (contrôle du bon fonctionnement des relais).

L'exploitant d'un poste privé assure en outre, l'exploitation et l'entretien des installations électriques intérieures privées dont il a l'usage.

L'exploitant d'un poste privé n'ayant pas respecté les obligations ci-dessus s'expose, outre l'interruption de sa fourniture d'électricité dans les conditions prévues à l'article 19bis, à être redevable d'indemnités civiles en cas de préjudice subi par le Concessionnaire ou les autres usagers du réseau de distribution.

Les Postes privés abandonnés ou sans exploitant désigné seront repris par le concessionnaire dans le cadre de sa mission de service public.

Est considéré comme « abandonné », tout poste de transformation privé dont l'exploitant désigné n'est plus lié contractuellement, pour la fourniture d'énergie, avec le concessionnaire depuis une durée minimale de 6 mois.

Lorsqu'un poste de transformation privé n'a désigné aucun chargé d'exploitation auprès du concessionnaire, alors ce dernier met en demeure son client (ayant souscrit le contrat de fourniture d'énergie), afin de désigner un chargé d'exploitation. Cette mise en demeure devra avoir été émise au minimum 6 mois avant la demande d'intégration dans la concession du poste concerné. Si aucun chargé d'exploitation n'a été désigné par le client dans le délai des 6 mois alors le poste privé sera considéré comme « sans exploitant désigné ».

La maintenance et le renouvellement éventuel, se rapportant à un poste de transformation repris par le concessionnaire, seront intégrés de plein droit dans le Revenu Autorisé (RA) de l'exercice concerné.

Les transformateurs et protections BT des postes privés abandonnés ou sans exploitant désigné, ne seront pas renouvelés et pourront être déposés. Le concessionnaire pourra conserver en place les cellules arrivée et départ des postes en question ».

Article 19. - Périmètre de la Concession

Afin de conformer très précisément le périmètre de la Concession aux limites existantes de celle du SECOSUD, le paragraphe intitulé « 1/ Sur l'île de Tahiti » de l'article 1 du cahier des charges, est remplacé par les dispositions suivantes :

« 1/ Sur l'île de TAHITI :

Du PK 41,480 de la côte Ouest au PK 19,3 de la côte Est, la zone comprise entre :

- Au Nord, au Sud et à l'Ouest, le littoral,*
- A l'Est, la ligne reliant, à partir de la tête de câble située côté nord du poste de distribution O 1901 (PK 19,3 de la côte Est), le sommet du mont Pito Hiti, et de ce sommet jusqu'au littoral de la côte Ouest (PK 41,480) la ligne formée par les limites Ouest des Communes de HITIAA O TE RA et TEVA I UTA ;*

*Tel que ces limites sont matérialisées sur le plan joint en **Annexe 3** de l'avenant 20 du présent cahier des charges ; »*

Article 20. - Obligation d'acquérir l'électricité produite par des installations utilisant de l'énergie renouvelable

A l'article 8 du cahier des charges de la concession intitulé « Nature et mode de production du courant », les deux derniers alinéas sont remplacés par les dispositions suivantes :

« Conformément aux dispositions des articles LP 111-6 et LP 322-1 du code de l'énergie de la Polynésie française, le Concessionnaire est tenu d'acquérir l'électricité produite par des installations utilisant de l'énergie renouvelable et de conclure, si les producteurs bénéficiant d'une autorisation d'exploiter en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité d'origine renouvelable injectée sur le réseau de distribution. Cette obligation est étendue à l'électricité produite par des installations utilisant de l'énergie renouvelable, acquise par le gestionnaire du réseau de transport.

Conformément aux dispositions de l'article LP 111-8 du code de l'énergie de la Polynésie française, le Concessionnaire doit à tout moment être en mesure de justifier du prix d'achat aux producteurs ou au transporteur de l'énergie distribuée par exploitation et doit être en mesure de produire le détail de ses frais de gestion. Il adresse chaque année un état détaillé comportant ces éléments au service en charge de l'énergie.

L'obligation de rachat définie au présent article ne fait pas obstacle à la faculté du concessionnaire de découpler temporairement une installation de production d'énergie renouvelable dans le cadre de ses missions de placement des énergies, ni de suspendre ou résilier l'achat d'énergie d'une installation non conforme, dans les limites et conditions prévues par la réglementation et les contrats en vigueur.

En contrepartie de son obligation de rachat, et sauf en cas de faute de sa part, le Concessionnaire a droit à l'indemnisation intégrale du coût d'achat de l'énergie renouvelable injectée sur son réseau, au travers de la formule de rémunération définie à l'article 11 du présent cahier des charges ».

Article 21. - Publicité des tarifs du concessionnaire

L'article 11.3.3 du cahier des charges est renommé « Egalité de traitement et publicité des tarifs ».

A la fin de l'article 11.3.3 du Cahier des charges, sont insérés deux alinéas rédigés comme suit :

« Le Concessionnaire doit également établir et tenir constamment à la disposition du public la grille des tarifs relatives à toutes les autres prestations facturées dans le cadre de l'exploitation du réseau public de distribution et notamment les prestations et interventions prévues aux conditions générales de vente, les études de raccordement photovoltaïques, les extensions du réseau prévues à l'article 14 a), les opérations de consignation et de déconsignation et les opérations de déplacement et de modification des ouvrages existants sur ou sous les voies publiques.

Les grilles des tarifs prévues par le présent article sont publiées au sein des Conditions Générales de Vente du Concessionnaire, ainsi que sur son site internet. ».

Article 22. - Installations d'éclairage public

L'article 12 du cahier des charges de la concession intitulé « Eclairage public » est remplacé par :

« A - OUVRAGES CONCEDES

Les circuits d'alimentation de l'éclairage public commun avec le réseau de la distribution publique et les branchements qui en sont issus font partie des ouvrages de la concession.

Conformément aux dispositions de l'article 5 du présent cahier des charges, les appareils d'éclairage public, les supports d'éclairage public et les canalisations spécifiques à l'éclairage public, indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie des ouvrages concédés.

1) Répartition des obligations d'exploitation

Dans les rues desservies en basse tension par des canalisations aériennes ou souterraines, le concessionnaire sera tenu d'établir à ses frais, sur la demande de la commune ou du territoire, les canalisations communes au réseau de distribution destinées à alimenter l'éclairage public.

Les appareils d'éclairage installés sur les supports du concessionnaire seront fournis, mis en place, raccordés, entretenus, remplacés ou modifiés aux frais de la Commune ou du Pays, dans le respect des principes de la commande publique.

Toutes interventions impliquant un raccordement électrique sur le réseau du Concessionnaire sont exclusivement réalisées par ce dernier, aux frais du commanditaire.

Les modifications de supports de lignes, ainsi que les supports spéciaux qui seraient rendus nécessaires par l'installation de l'éclairage public, seront à la charge de la Commune ou du Pays.

Les remplacements à effectuer après détériorations dues à la malveillance ou à des accidents non imputables au concessionnaire seront à la charge du responsable de la détérioration ou de l'accident.

Les installations d'allumage automatique de l'éclairage public seront mises en place, raccordées, entretenues, remplacées ou modifiées aux frais de la Commune ou du Territoire, dans le respect des principes de la commande publique.

Leur fonctionnement et leur entretien incombent à la Commune ou au Pays.

2) Délais d'exécution

Lorsqu'une entreprise tierce prévoit d'intervenir sur le réseau d'éclairage public, celle-ci et le concessionnaire doivent préalablement se coordonner pour organiser les modalités de l'intervention. Le concessionnaire ne saurait s'opposer à l'intervention d'une entreprise tierce sans motif technique valable pouvant notamment être lié à la sécurité.

Les désaccords éventuels seront soumis à l'arbitrage de l'autorité compétente.

B - RESEAUX D'ECLAIRAGE PUBLIC HORS CONCESSION

Les appareils d'éclairage public, les supports d'éclairage public et les canalisations spécifiques à l'éclairage public, indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie de la concession. L'entretien et le renouvellement de ces derniers ouvrages sont effectués dans le respect des principes de la commande publique.

C - REGLEMENT DE LA FOURNITURE D'ENERGIE

L'énergie destinée à l'éclairage public sera facturée mensuellement à la Commune ou au Pays. »

Article 23. - Déclaration d'Intention de Commencement de Travaux (DICT) et repérage des réseaux de EDT

Un nouvel article 3 bis, intitulé « Déclaration d'Intention de Commencement de Travaux (DICT) et repérage des réseaux de EDT », est inséré après l'article 3 du cahier des charges de la concession et est ainsi rédigé :

« Les réponses aux DICT ont pour but d'avertir l'ensemble des acteurs d'un projet de terrassement, de fouille, de forage d'enfoncement, etc. sur la présence éventuelle de réseaux enterrés.

La prise en charge des coûts de repérage des réseaux de distribution sera supportée selon le degré de précision de l'information demandée.

Le coût du repérage des réseaux est supporté par le concessionnaire lorsque la précision demandée est supérieure ou égale à 1,5 mètre ($0 \leq 1,5m \leq \text{précision demandée}$), sans limitation de durée de la prestation. Lorsque la demande de précision est inférieure à 1,5 mètre ($0 \leq \text{précision} \leq 1,5m$), le coût du repérage des réseaux est supporté par le concessionnaire dans une limite de 8 heures de travail, les heures supplémentaires étant facturées au requérant au coût horaire du service concerné, majoré de 15%. »

V. DISPOSITIONS FINALES

Article 24. - Futur avenant de préparation de la fin de Concession

Les Parties s'entendent pour conclure, dans les douze mois qui suivront l'entrée en vigueur du présent avenant, un nouvel avenant qui apportera des précisions supplémentaires sur les opérations de fin de concession, et notamment :

- Obligations du Concessionnaire et engagements du Concédant concernant le stock de pièces et matières à remettre en fin de Concession ;
- Obligations du Concessionnaire et engagements du Concédant concernant le personnel à transférer en fin de Concession ;
- Mode de transfert des contrats clients et des créances en suspens
- Documentation à remettre au Concédant
- Etc.

Article 25. - Annexes

Le présent avenant comprend les annexes suivantes, qui en font partie intégrante :

- Annexe 1 A : Programme prévisionnel de Travaux de l'activité de production. Etat des besoins de renouvellement en matière de production électrique jusqu'à échéance de la concession.
- Annexe 1 B : Programme prévisionnel de Travaux de l'activité de distribution jusqu'à l'échéance de la concession.
- Annexe 2 : Définition de l'état de restitution des biens.
- Annexe 3 : Périmètre de la concession
- Annexe 4 : Etat des charges calculées au 31 décembre 2023

Elles sont intégrées au cahier des charges de la concession.

Article 26. - Autres clauses de la Concession

Les clauses de la concession, non modifiées par les termes du présent avenant, demeurent inchangées.

En cas de contradiction, les stipulations du présent avenant priment sur celles, inchangées, de la concession.

Article 27. - Entrée en vigueur

Le présent avenant prend effet au 1 juillet 2026.

Article 28. - Enregistrement

Conformément à l'article 1er de la délibération n° 63-42 du 10 juin 1963, modifié, le présent avenant est exonéré de droits d'enregistrement.

Fait à Papeete, le

Fait à , le

Fait à , le

Le Président-Directeur général de la Société
Anonyme Electricité de Tahiti - Engie ¹

Pour la Polynésie française
le ministre
de l'économie,
du budget et des finances,
*en charge des énergies,
des postes et télécommunications,*

Didier Pouzou

Warren DEXTER

¹ Mention manuscrite « lu et approuvé » avant la signature

ANNEXE 1

ANNEXE 1A - Programme de travaux prévisionnel de l'activité de production

Plan prévisionnel Production / réseau intelligent Tahiti Nord	Plan 2019	réalisé et engagé au 31/12/2025	reste à faire
Régulateur de production "Putu Uira"	1 651 753 926	1 368 862 017	
Plan Punaruu 2025	1 775 000 000	1 455 105 915	319 894 085
Retrofit groupes Punaruu	4 100 000 000	1 782 631 849	2 317 368 151
Autres opérations	7 605 371 344	245 502 799	7 642 760 454
- Composants cheminée et turbo			
- Plan Punaruu 2030			
- Démantèlement et dépollution Vairaatoa			
- Plan d'évolution des moyens de production			
- Déploiement des compteurs communicants (réseau intelligent)			
	15 132 125 270	4 852 102 580	10 280 022 690

ANNEXE 1B - Programme de travaux prévisionnel de l'activité de distribution

Plan prévisionnel distribution Tahiti Nord	Plan 2019	réalisé au 31/12/2025	reste à faire
Postes distribution	641 047 917	397 910 931	243 136 986
Postes sources	676 801 583	573 893 688	102 907 896
Télécommunication	17 483 125	0	17 483 125
Réseau aérien	3 153 081 594	1 592 943 141	1 560 138 453
Réseau sous terrain	2 913 854 167	1 505 253 969	1 408 600 198
Comptages et branchements	3 496 625 000	1 394 602 488	2 102 022 512
Dispatching	40 001 500	35 220 112	4 781 388
	10 938 894 886	5 499 824 329	5 195 933 572

ANNEXE 2

Définition de l'état de restitution des biens

1.- Production :

- **Groupes moteur-alternateur :**

- Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur. Le besoin en cycle de maintenance, l'année après la fin de concession, sera inférieur ou égal au rythme de maintenance moyen annuel des 5 dernières années.
- Puissance nominale uni horaire démontrée.
- Capacité démontrée à assurer la continuité de l'alimentation des abonnés, même en cas de panne du groupe le plus important installé dans chaque centrale.
- Huiles moteur stockées et utilisées, agréées par le constructeur. Suivi et analyses des huiles moteurs réguliers et conformes aux prescriptions constructeur.
- Mesures vibratoires conformes à la norme Iso 8528-9 (1995 ou équivalent plus récent) au taux de charge de 50% et 75%
- Cycles de maintenance des alternateurs conformes aux prescriptions constructeur. Un alternateur de rechange ABB (pour moteur W46) est stocké dans des conditions climatiques conformes aux spécifications du fabricant, de manière à garantir le maintien en bon état de fonctionnement du matériel. Il sera remis gratuitement à l'autorité concédante, s'il n'a pas servi au remplacement d'un alternateur existant avant la fin du contrat de concession.

- **Turbos**

- Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeurs. Huiles turbo stockées et utilisées, agréées par le constructeur. Suivi et analyses des huiles turbo réguliers et conformes aux prescriptions constructeurs.

- **Filière énergie :**

- o Tableaux HTA

- Fonctionnelles, absence de corrosion. Manœuvre manuelle et distante concluante (essais dans la mesure du possible).

- o Transformateurs (groupes, services auxiliaires, auxiliaires groupes, etc.)

- Intègres, en service, absence de fuite et points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés. Analyse diélectrique. G4P à G8P tension de claquage > 40kV ; taux d'humidité < 4% ; acidité < 0,2 mg KOH/g d'huile). Si G1P à G3P tension de claquage > 30kV ; taux d'humidité < 4% ; acidité < 0,3 mg KOH/g d'huile).

Les transformateurs de soutirage sont équipés de DGPT2. Les transformateurs blocs sont équipés de Buchholz.

- o Tableaux BT auxiliaires (tableaux primaires, secondaires, auxiliaires groupe, auxiliaires centrale, local pompe, etc.)

- Fonctionnels, intègres et thermographies ne révélant pas de points anormalement chauds ni aucune disparité thermique anormale. Présence des schémas unifilaires.

- o Protections électriques

- Fonctionnelles et contrôlées

- **Filière combustible**

- o Cuves
 - Fonctionnelles, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés et visites décennales conformes pour les stockages primaires et secondaires.
- o Canalisations
 - Fonctionnelles, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés
- o Pompes à combustible
 - Fonctionnelles et intègres.
- o Robinetterie et vannes de la filière combustible
 - Fonctionnelles et intègres
- o Réfrigérants gasoil
 - Fonctionnels et intègres
- o Filtres à combustible
 - Fonctionnels et intègres

- **Filière lubrifiants**

- o Cuves (stockage, arrêt d'urgence sur PC4.2)
 - Fonctionnelles, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés Centrifugeuses
- o Centrifugeuses
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur, intègres et fonctionnelles.
- o Canalisations
 - Fonctionnelles, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés
- o Pompes à huile
 - Fonctionnelles et intègres.
- o Robinetterie et vannes de la filière huile
 - Fonctionnelles et intègres

- **Filière effluents liquides**

- o Déshuileurs
 - Intègres et fonctionnels.
- o Centrifugeuses
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur, intègres et fonctionnelles.
- o Bassins de décantation
 - Fonctionnels et intègres
- o Pompes à effluents (pompes à vis, etc.)
 - Intègres et fonctionnelles

- **Filière sécurité incendie**

Fonctionnelle, démontrée par exercice POI et synoptique incendie disponible par bâtiment.

- o Cuves
 - Fonctionnelles et intègres, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés pour les stockages en acier.
- o Groupe moto-pompe
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur, intègre et fonctionnel.
- o Unité de stockage et dosage
 - Fonctionnelle et intègre, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés
- o Canalisations, vannage et robinetterie
 - Fonctionnels, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés
- o RIA et lances incendies autonomes
 - Fonctionnels et intègres

- o Centrale incendie (SSI)
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur ; intègre et fonctionnelle.
- o Capteurs (optiques, thermiques, etc.)
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur ; intègres et fonctionnels.

- **Filière effluents gazeux**

- o SCR (DeNOx)
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur de toute la chaîne liée au SCR : chaîne de mesure et de prise d'échantillon à l'échappement (col sonique, etc.), automate du système, pompes, canalisations, buses, etc.
 - Catalyseurs intègres, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés sur l'enveloppe du catalyseur (container)
 - Système de nettoyage par air comprimé fonctionnel et intègre
- o Système de préparation et de stockage de l'urée
 - Intégrité et fonctionnalité de toute la chaîne liée à la préparation de l'urée à partir d'urée (chaudière électrique, pompe, cuve de stockage de l'urée avec points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés)
 - Pont roulant de manipulation des balles d'urée intègre et fonctionnel
- o Station de mesure de la qualité de l'air (Environnement SA)
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur de chaque station et de ses appareils de mesure des NOx totaux et du SO2
- o Opacimètres et oxygène-mètres à l'échappement
 - Fonctionnels et intègres

- **Filière eau de refroidissement**

- o Stockage eau
 - Intègre
- o Tours de ruissellement
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur.
- o Aéroréfrigérants
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur.
- o Pompes de forage
 - Fonctionnelles et intègres. Une pompe de forage de rechange en stock.
- o Canalisations, filtres, pompes, vannage et robinetterie
 - Fonctionnels, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés
 - Filtres fonctionnels et intègres (filtres à sable et charbon actif, etc.)

- **Filière eau surchauffée**

- o Chaudières COMECO en service et autres chaudières (électrique, etc.)
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur.
- o Canalisations, pompes, vannage et robinetterie
 - Fonctionnels, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés
 - Calorifugeage intègre
- o Ballons d'eau surchauffée (15 bars)
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur.
- o Echangeurs
 - Modules combustible fonctionnels et intègres
 - Echangeurs entre circuits d'eau surchauffée fonctionnels et intègres

- Echangeurs centrifugeuse (effluents, huile moteur) fonctionnels et intègres
- Echangeurs avec les circuits d'eau moteur fonctionnels et intègres (systèmes de maintien en température des moteurs à l'arrêt, pour un démarrage rapide)

- **Filière air de démarrage**

- o Compresseur 30 bars
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur.
- o Canalisations
 - Fonctionnelles, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés
- o Bouteilles 30 bars
 - Fonctionnelles et intègres

- **Filière air comburant**

- o Filtres à rideau d'huile
 - Fonctionnels et intègres.

- **Filière échappement**

- o Résonnateurs
 - Nettoyage des résonnateurs démontré.
- o Cheminées et silencieux
 - Age des cheminées inférieur à 100 000 hdm. Peinturage intègre.
 - Silencieux remplacés suivant leur cycle de maintenance
- o Compensateurs de dilatation
 - Fonctionnels et intègres.

- **Filière air de service**

- o Compresseurs 7 bars
 - Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur.
- o Canalisations
 - Fonctionnelles, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés

- **Bâtiments**

- Intègres, sans fissure majeure (> 2mm)
- Absence d'amiante friable démontrée au travers d'un ou plusieurs rapports de diagnostic amiante.
- Tôles et bardages intègres et points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés.
- Toitures intègres et points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés.
- Ponts roulants fonctionnels et intègres
- Introducteurs d'air fonctionnels et intègres
- Extracteurs d'air fonctionnels et intègres

- **Générateur virtuel PUTU UIRA**

- o Cycles de maintenance conformes aux prescriptions constructeur.
- o Capacité minimum des batteries : 5.5 MWh.

2.- Distribution :

- **Poste de distribution publique :**

- o Enveloppe métallique : intègre, absence de corrosion traversante
- o Enveloppe maçonnée : intègre, sans fissure majeure (>2mm)
- o Cellules HTA : fonctionnelles et absence de corrosion
- o Protections électriques (si existantes) : fonctionnelles et contrôlées
- o Tableaux BT TUR / TIPI : Remplacement intégral des TUR par des TIPI intègres et fonctionnels
- o Transformateurs H61 / H59 : en service, absence de fuite visible, points épars de corrosion superficielle (<10mm) acceptés,
- o Coffrets de télécommande ITI : Essai (télécommande) local et distant concluant
- o Organes de coupure de postes (IPT) : fonctionnels et intègres
- o Affichage réglementaire et matériels de sécurité des postes de distribution publique : affichage réglementaire présent, visible et intègre + matériels de poste présents et intègres (conformes NF C13-100)
- o Equipements tertiaires du poste : Intègres et fonctionnels

- **Organes de coupure aériens :**

- o Interrupteurs aériens manuels : Manœuvre manuelle concluante. Intègres et sans corrosion
- o Interrupteurs aériens télécommandés : Essai (télécommande) local et distant concluante. Manœuvre manuelle concluante. Intègres et sans corrosion.

- **Poteaux HTA / BT :**

- o Bois : audit de moins de 5 ans, résistance résiduelle > 70 % selon la norme Ausgrid NS 145 du 31 août 2017
- o Métal : absence de corrosion traversante ou de déformation > 2 cm, corrosion de zone acceptée
- o Fibre : absence de trace de choc ou de perforation sur une surface n'excédant pas 25 cm² ou une longueur n'excédant pas 6 cm
- o Toutes matières : limites d'inclinaison fixées par la norme Ausgrid NS 145 du 31 août 2017

- **Câbles BT / HT :**

- o Aérien : sous tension et intègre. IMAP supérieures au transit maximal pour les feeders HTA contrôlé sur la base d'une méthode et d'un échantillonnage convenu entre les parties. Le nombre d'incident par feeder par an (< 5), sans causes exogènes sur la période 2025-2030.
- o Prises de terre : Terre du neutre individuelle $\leq 50\Omega$ et terre du neutre globale $\leq 15\Omega$. Terre des masses $\leq 30\Omega$.
- o Sous terrain : sous tension. IMAP supérieures au transit maximal (pointe de courant maximale enregistrée sur les deux dernières années) et mesure d'isolement conforme (de l'ordre L du M Ω) pour les feeders HTA contrôlé sur la base d'une méthode et d'un échantillonnage convenu entre les parties. Le nombre d'incident par feeder par an (< 5), sans causes exogènes sur la période 2025-2030.

- **Branchements :**

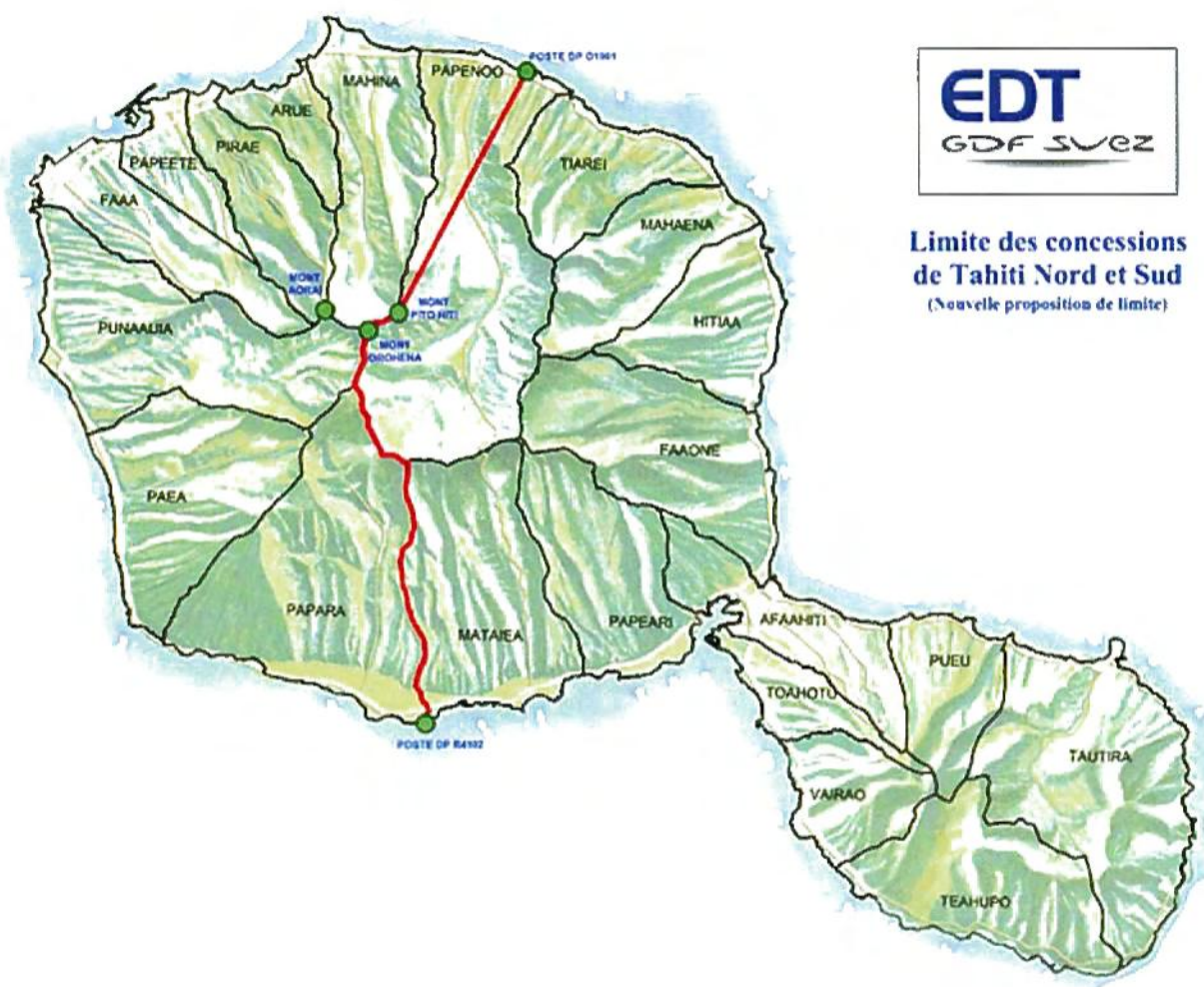
- o Compteurs : sous-tension, référence technique lisible et intègres.
- o Enveloppe de comptage (si existante) et grilles fausse coupure : intègre, aucun élément sous tension visible ou accessible.

- **Postes sources :**

- Transformateurs de puissance :

- o Intègres, en service, absence de fuite et points de corrosion superficielle (<10mm) acceptés. Analyse diélectrique > 30 ou 40kV selon la tension nominale ; taux d'humidité < 4% ; acidité constante (0 à +10%) sur les 10 dernières années mg KOH/g.
Les transformateurs de soutirage sont équipés de DGPT2. Les transformateurs blocs sont équipés de Buchholz.
- o Cellules HTA (feeder 14.4kV) : Fonctionnelles, absence de corrosion. Manœuvre manuelle et distante concluante (essais dans la mesure du possible).
- o Protections électriques : fonctionnelles et contrôlées
- o Auxiliaires (24 Vcc, 48 Vcc, etc.) : Cycles de maintenance des chargeurs et des systèmes de stockage (batteries) conformes aux prescriptions constructeur. Tableaux électriques d'unités auxiliaires intègres et fonctionnels
- o Sécurité incendie : cycles de maintenance de la centrale incendie (SSI) et des capteurs associés (optiques, thermiques, etc.) conformes aux prescriptions constructeur.

Périmètre de la concession



ANNEXE 4

Etat des charges calculées au 31 décembre 2023

Production (MF) : vision RAD 2023 au 31/12/2023, hors améliorant et reprise lissée TAC

A	Existant (AT)
Reste à amortir (01/01/23)	3 755
Dotation par an	536
B	Plan <u>renouv.</u> 17-23
Acquisitions réalisées de 2017 à 2023	2 408
Passif renouvellement restant au 31/12/23 (déjà doté)	(1 577)
Reprise par an	(225)
C	<u>Renouv.</u> 23-30
Acquisitions prévues (reste à faire)	12 954
Passif renouvellement restant au 31/12/23 (déjà doté)	(11 518)
Manque à doter au 31/01/23	1 436
Dotation par an	205
Dotations totales (A+B+C)	
516	

Distribution (MF) : vision RAD 2023 au 31/12/2023, hors améliorant et reprise lissée caducité

A	Existant (AT)
Reste à amortir (31/01/23)	3 948
Dotation par an	564
B	Plan <u>renouv.</u> 19-23
Acquisitions réalisées de 2019 à 2023	4 063
Passif renouvellement restant au 31/12/23 (déjà doté)	(190)
Reprise par an	(27)
C	<u>Renouv.</u> 23-30
Acquisitions prévues (reste à faire)	7 968
IFC sur biens à renouveler	6 879
Passif renouvellement restant au 31/12/23 (déjà doté)	(691)
Manque à doter au 31/01/23	398
Dotation par an	57
Dotations totales (A+B+C)	
594	

Le montant d'IFC pour la distribution est celui présenté par EDT dans le RAD 2023. Il est donné à titre indicatif et pourra être réévalué à l'occasion d'audits menés par la Direction polynésienne de l'énergie.