POLYNESIE FRANÇAISE

Le Président

N° 7307 / PR

Papeete, le 12 OCT. 2017

SECRÉTARIAT GÉNÉRAL DE L'ASSEMBLÉE DE LA POLYNÉSIE FRANÇAISE
Le 12 OCT. 2017
N° 9912

à

Monsieur le Président de l'Assemblée de la Polynésie française

Objet : Rapport d'observations définitives de la CTC – Examen de la gestion de la Polynésie française de la société de Transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP).

Réf. : Lettre n° 2017-506 du 6 octobre 2017 de la chambre territoriale des comptes de Polynésie française.

P.J. : Rapport sus-cité.

Monsieur le Président,

En application des dispositions de l'article L. 272-48 du code des juridictions financières, j'ai l'honneur de vous transmettre ci-joint aux fins de donner lieu à débat en séance plénière de votre institution, le rapport d'observations définitives de la chambre territoriale des comptes sur l'examen de la gestion de la Polynésie française de la société de Transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP).

J'attire votre attention sur le fait que ce dossier doit faire l'objet d'une inscription à l'ordre du jour de la plus proche réunion de votre assemblée à compter de la date de réception de la présente lettre.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma considération distinguée.

Edouard FRITCH

Chambre territoriale
des comptes
Polynésie française

Papeete, le 6 octobre 2017

Le président

à

Monsieur Edouard FRITCH
Président de la Polynésie française
BP 2551
98713 PAPEETE

n° 2017-506
Par porteur avec accusé de réception

Objet : notification des observations définitives et de ses réponses relatives au contrôle des comptes et de la gestion de la société de Transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP).
Pièce jointe : un rapport d'observations définitives.

Je vous prie de bien vouloir trouver ci-joint le rapport comportant les observations définitives de la Chambre sur la gestion de la société de Transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP) pour les exercices 2009 à 2015 et les deux réponses qui y ont été apportées.

Je vous rappelle que ce document revêt un caractère confidentiel qu'il vous appartient de protéger. Il conviendra de le transmettre au Président de l'assemblée de la Polynésie française en vue de son inscription à l'ordre du jour de la plus proche réunion de cette assemblée délibérante, au cours de laquelle il donnera lieu à débat. Dans cette perspective, le rapport devra être joint à la convocation adressée à chacun de ses membres.

Ce document est également transmis au président du conseil d'administration de la société qui le présentera à la prochaine réunion de son organe collégial de décision.

Dès la tenue de l'une de ces réunions, le rapport pourra être publié et communiqué aux tiers.

CHAMBRE TERRITORIALE DES COMPTES
Polynésie française

Jean LACHKAR
Conseiller référendaire
à la Cour des comptes

BP 331 - 98713 PAPEETE - TAHITI (rue Edouard Ahnne – Immeuble Uupa) ☎: (689) 40 50 97 10 - 🖷 (689) 40 50 97 19 - Email : polynesiefrancaise@crtc.ccomptes.fr

Chambre territoriale
des comptes
Polynésie française

RAPPORT D'OBSERVATIONS DEFINITIVES

SEML Transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP)

Exercices 2009 à 2015

RAPPEL DE LA PROCEDURE

La chambre territoriale des comptes de la Polynésie française a procédé, dans le cadre de son programme de travail, à l'examen de la gestion de la SEML Transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP), de 2009 à 2015.

Le directeur général en fonction au moment de l'ouverture du contrôle, M. Thierry TROUILLET, ainsi que son prédécesseur, M. Guy STALENS, en ont été informés par courriers du 29 juillet 2016.

L'engagement de la procédure d'examen de la gestion a également été notifié au président du conseil d'administration en fonctions au moment de l'ouverture du contrôle, M. Marc CHAPMAN, ainsi qu'à son prédécesseur, M. Bruno MARTY, par courriers du 29 juillet 2016.

L'entretien préalable facultatif prévu par l'article L. 272-46 du code des juridictions financières a eu lieu le 23 novembre 2016 avec M. Guy STALENS, le 6 décembre 2016 avec MM. Marc CHAPMAN et Thierry TROUILLET, et le 7 décembre 2016 avec M. Bruno MARTY, qui ont été, à divers titres, en charge de la direction générale de la société.

Le rapport d'observations provisoires arrêté par la chambre le 14 décembre 2016 a été notifié par lettres du 21 décembre 2016 au président du conseil d'administration et au directeur général en fonction, MM. CHAPMAN et TROUILLET, ainsi qu'à M. MARTY, ancien président du conseil d'administration. Il a été notifié par courriel le 10 janvier 2017 à M. STALENS, ancien directeur général.

A l'expiration du délai de deux mois prévu par le code des juridictions financières, deux réponses ont été adressées à la chambre.

Les éléments apportés en contradiction ont été délibérés lors de la séance du 31 mars 2017 au cours de laquelle la chambre a formulé ses observations définitives.

Transmises aux directeurs généraux et aux présidents du conseil d'administration successifs ainsi qu'au président de la Polynésie française par lettre du 13 avril 2017, ces observations définitives ont donné lieu à deux réponses, celles du directeur général M. Thierry TROUILLET et de son prédécesseur, M. Guy STALENS, au terme du délai d'un mois prévu par l'article L. 272-48 du Code des juridictions financières.

SYNTHESE DES OBSERVATIONS

La société Transport d'Energie électrique en Polynésie (TEP) a été créée en 1985 à l'initiative de la collectivité de la Polynésie française pour être concessionnaire du service public du transport de l'électricité haute tension sur l'île de Tahiti ; le réseau de transport électrique a été originellement constitué pour acheminer l'électricité d'origine hydroélectrique de l'est, peu habité, vers l'ouest, plus urbanisé, traditionnellement alimenté en thermique.

La TEP est depuis sa création une entreprise à capitaux publics majoritaires mais elle n'a été soumise à un statut naturel de SEM de la Polynésie française que très récemment, en août 2014.

Le chiffre d'affaire de la TEP avoisine le milliard de F CFP ; il est composé à 98% du produit de la redevance de transport fixée par la collectivité de la Polynésie française, et reversée par EDT-ENGIE aux termes d'accords conventionnels.

Sur le plan opérationnel, la TEP a, dès l'origine, sous-traité l'essentiel de cette mission à EDT-ENGIE, société concessionnaire de la distribution et principal producteur d'électricité.

Depuis plusieurs années, notamment depuis la livraison en 2012 du rapport demandé par le gouvernement de la Polynésie française à deux membres de la Commission de régularisation de l'électricité (CRE), la TEP se trouve placée au centre des réformes impulsées par la collectivité de la Polynésie française, détentrice de la majorité de son capital et, au surplus, autorité concédante du transport électrique haute tension (HT).

La TEP est à ce titre désormais appelée à changer de dimension, ce qui constitue, pour elle, un défi managérial de premier ordre.

En quelques années, il lui est demandé de devenir un gestionnaire de réseau, expert et indépendant, alors qu'elle n'agit, pour le moment, qu'en opérateur de réseau, qu'elle n'assure pas la conduite de réseau et qu'elle ne compte que 18 salariés.

Dès lors sans qu'aucun doute ne soit permis, les changements qu'impliquent la transformation de son rôle vont solliciter fortement la capacité d'adaptation de l'entreprise, alors même qu'ils doivent se produire au moment où la société a accusé des pertes d'exploitation récurrentes, et a disposé de capacités de financement réduites jusqu'en décembre 2016.

Aussi plusieurs difficultés se dressent encore sur la trajectoire de réforme.

Les premières concernent la régularisation inachevée des errements passés, notamment par rapport aux règles applicables aux sociétés d'économie mixte (SEM).

Les secondes, découlent des contraintes financières liées au retard d'ajustement du tarif sur les charges de la concession qui ont obéré son développement, notamment en la privant du financement autonome de ses investissements de sécurisation du réseau (boucle nord) et de ses nouvelles fonctions.

Les dernières enfin résultent des contraintes de l'exécution des contrats en cours (contrats de délégation, contrats de sous-traitance), notamment lorsqu'il est envisagé de leur apporter des modifications importantes ou de les dénoncer.

Aussi la mutation de la TEP actuellement entamée risque-t-elle de s'avérer plus ardue et par conséquent, plus coûteuse qu'envisagée initialement, et ce, quelle que soit la valeur des équipes managériales.

En guise de réponse, le conseil d'administration du 27 septembre 2016 a acté la diminution des charges grâce à la suppression de la caducité, agrémentée pour la énième fois d'une demande de hausse de la tarification à l'autorité concédante.

Pour autant, la fin des difficultés financières n'est pas acquise. La TEP doit notamment emprunter environ 3 milliards de F CFP pour assurer sa participation au financement des investissements (boucle nord), dans un horizon limité à 2022, tout en finançant la mise en capacité technique et juridique de sa structure.

La transition se traduit donc par l'addition de plusieurs coûts. Pour la TEP, au coût relatif à sa transformation en gestionnaire de réseau expert et indépendant s'ajoutent les investissements pour sécuriser le réseau. Et, pour la collectivité les coûts liés à l'indemnisation des fins des contrats, quels qu'en soient le terme et les modalités.

Au total, le financement risque de s'élever pour la société à 4 milliards de F CFP au minimum, et pour la collectivité, au coût résultant des modalités choisies concernant la fin de la délégation de service public.

Dès lors, malgré l'apport des subventions publiques, déjà acquises ou prévues, la TEP ne peut réussir le changement de dimension auquel elle est appelée, sans un ajustement du tarif par la collectivité de la Polynésie française, concédante.

Les décisions de la collectivité prises le 15 décembre 2016 concernant la tarification et l'avancement des travaux pour le bouclage Nord semblent augurer d'une issue positive.

Toutefois, le succès de la mutation reste tributaire de la réponse entrepreneuriale, dont la qualité doit être à la mesure du changement projeté et à la réussite de laquelle, l'équipe managériale s'est attelée.

RECOMMANDATIONS

La chambre a souhaité formuler une série de recommandations à la suite des observations de son rapport.

Lors de ses prochains travaux, la chambre établira un bilan des actions entreprises et réalisées par la société.

1. Réviser les statuts de la TEP, notamment en clarifiant les pouvoirs du conseil d'administration et ceux du directeur général ;

2. Construire un projet d'entreprise incluant notamment un calendrier précis de la mutation de la société ;

3. Elaborer des plans d'embauche et de formation afin de doter la TEP des compétences indispensables à la gestion indépendante du réseau ;

4. Etablir un plan prévisionnel stabilisé des investissements comprenant les financements acquis et prévus et le calendrier d'enclenchement des opérations ;

5. Etudier l'éventualité d'une rupture avant terme de la délégation afin d'anticiper les conséquences financières et la mise en compétition qui en découlent ;

SOMMAIRE

1 Une normalisation inachevée

En 2014, la TEP a enfin été dotée d'un statut d'entreprise conforme à son identité. Elle est devenue officiellement une société d'économie mixte (SEM) de la Polynésie française, conformément au droit positif, et à la composition de son capital.

Malgré cet appréciable progrès, la nomination et la rémunération des dirigeants connaissent encore quelques imperfections par rapport aux règles désormais applicables.

1.1 Les ambiguïtés résiduelles des statuts

Il a fallu pas moins de trente ans pour parvenir à une clarification du statut de la TEP. Ce n'est qu'après nombre de débats juridiques et tergiversations que ce statut a enfin été mis en adéquation avec la réalité de la société et le droit positif.

Toutefois, au terme de cette longue gestation plusieurs ambiguïtés persistent.

1.1.1 La revendication d'une singularité contestable

En 2016, la collectivité de la Polynésie française peut créer des SEML dans le cadre de l'article 29 de la loi organique de 2004, sous réserve des dispositions de la loi n°83-597 du 7 juillet 1983 applicable en Polynésie française.

A la création de la TEP, la situation n'était guère différente, la participation de la Polynésie française au capital de société commerciale étant limitée de manière similaire par la loi de 1983.

Jusqu'en 2014 un fonctionnement calqué sur celui des sociétés anonymes, inadéquat par rapport aux obligations découlant du statut de SEM, a pourtant prévalu.

1.1.1.1 Un statut juridique longuement débattu

A la création de la société en 1985, le droit existant et le principe de la liberté du commerce et de l'industrie s'opposaient à la participation publique majoritaire de la collectivité en dehors du statut de SEM.

Ce statut de SEM était par ailleurs prévu par l'article 105 de la loi n°84-820 du 6 septembre 1984 portant statut de la Polynésie française.

Pour autant, il n'en a pas été tenu compte, au motif qu'il existe bel et bien une option entre le statut de SEM et celui de SA dès lors qu'avant 2004, aucun texte ne s'y opposait et que, depuis l'adoption de la loi statutaire de 2004, il est désormais possible, sur la base de son article 30, de prendre des participations dans des sociétés commerciales.

Ce raisonnement a conduit à l'immobilisme constaté quant au statut de la TEP.

Le législateur ayant voulu donner une base légale aux pratiques en cours, un nouvel article 30[1] a été introduit pour cette seule raison dans la loi statutaire de 2004[2]. Cet article ouvre droit aux participations pour des motifs d'intérêt général au capital des sociétés commerciales ou gérant un service public, sans toutefois donner une possibilité d'option à la collectivité de la Polynésie française entre participer à une SEM ou à une SA.

La participation au titre de l'article 30 obéit, en effet, à des critères spécifiques précisés par la jurisprudence.

Au terme d'un contentieux qui a opposé la collectivité à Coder MARAMA NUI de 2003 à 2006, la Cour administrative d'appel de Paris a confirmé en appel l'annulation prononcée par le tribunal de Papeete le 10 juin 2003, au motif que « *la participation ou l'augmentation de celle-ci doit être justifiée par un intérêt public en raison des circonstances de temps et de lieu particulières, et au surplus, revêtir un caractère exceptionnel* ».

Dès lors, la participation au capital doit non seulement répondre à un motif d'intérêt général mais intervenir dans des circonstances de temps et de lieux spécifiques. Elle ne constitue donc pas une option à discrétion de la collectivité.

De plus, l'article 30, s'il rend possible la participation au capital de sociétés commerciales sous certaines conditions, parait se limiter aux participations minoritaires, sauf exception.

Ainsi en a-t-il été jugé par la même Cour administrative d'Appel de Paris le 16 décembre 2011[3] où il est indiqué que l'article 30 concerne les prises de participations minoritaires dans le capital de sociétés privées. De plus, dans cet arrêt, la Cour administrative d'appel a qualifié la TEP de SEM au sens de l'article 29 de la loi statutaire. Le Conseil d'Etat a rejeté le pourvoi[4] formé par la Polynésie française, confirmant ainsi qu'il s'agissait bien d'une SEM[5].

De fait, la TEP[6] s'est jusqu'en 2014 comportée comme une société anonyme en dépit de la participation majoritaire de la collectivité de la Polynésie française (51%) qui ne pouvait exister qu'associée aux protections spéciales apportées par le statut de SEM.

1.1.1.2 Un fonctionnement longtemps perturbé

Dans ce contexte, la TEP a connu jusqu'en 2014 un fonctionnement où la confusion sur le statut a donné prise à des pratiques critiquables.

A ainsi prévalu une sous-information de l'assemblée délibérante (APF) sur la situation de la TEP, faute de la production des rapports annuels des administrateurs prévus à l'article 8 de la loi de 1983 précitée.

La légitimité des administrateurs a, en outre, donné lieu à des interprétations inadaptées.

Pour les administrateurs de la société, qui se considéraient avant tout comme des administrateurs de société commerciale, c'était l'assemblée générale des actionnaires qui était la source de leur légitimité. Cette conception se situait à l'opposé de celle qui prévaut dans les SEM où la légitimité des administrateurs procède de la collectivité, et non du conseil d'administration.

---

[1] Débats Sénat et Assemblée nationale - article 30 loi statutaire.
[2] La loi statutaire de 1996 est restée muette sur ce sujet.
[3] Cour d'appel (6ème chambre) n°10PA01291 du 11 décembre 2011.
[4] Conseil d'Etat – n°357654 du 26 décembre 2013.
[5] Le fait que le motif a été considéré comme ayant un caractère surabondant, ne l'est que par rapport à la démonstration.
[6] A l'instar de l'Huilerie de Tahiti.

Ainsi, l'article 32 des anciens statuts indiquait que les membres du conseil d'administration étaient nommés par l'assemblée générale des actionnaires, conformément au code de commerce, mais en parfaite opposition avec les statuts des SEM, selon lesquels les administrateurs publics sont désignés par la collectivité. Au surplus, les administrateurs publics devaient détenir une action de garantie[7], condition, parfaitement inopérante dans une SEM, qui n'a bien entendu pas été maintenue dans les nouveaux statuts.

Enfin, les règles de majorité et de quorum ont longtemps obéi à des logiques issues du code du commerce.

Selon l'article 29 des anciens statuts, les décisions étaient prises à la majorité simple des membres présents ou représentés au conseil d'administration, avec voix prépondérante au président ; à l'exception des emprunts, des cessions, des achats immobiliers, des prises de participation et des investissements pour lesquels une majorité des ¾ est requise.

Le nouvel article 29 n'a pas modifié ces dispositions, ce qui pose problème en matière d'investissement au regard des statuts des SEM.

En outre, les décisions stratégiques[8] prises obligatoirement en assemblée générale extraordinaire demandent toujours une majorité des 2/3.

En revanche, dans les nouveaux statuts, les règles de quorum sont désormais celles des SEM. Un double quorum de la moitié des membres du conseil et des représentants des collectivités publiques est dorénavant nécessaire, ce qui assure en permanence la majorité aux collectivités publiques.

1.1.2 Une normalisation tardive du statut

La TEP a ainsi vécu, depuis sa création en 1985 jusqu'en 2014, dans un flou juridique potentiellement préjudiciable aux intérêts publics, dans la mesure où leur protection est beaucoup mieux assurée par le statut de la société d'économie mixte.

1.1.2.1 Un immobilisme qui s'est éternisé

Plusieurs fois, le statut de la TEP a été plus ou moins explicitement remis en question. Ainsi, la période a sporadiquement été marquée par l'affirmation des prérogatives de la collectivité de la Polynésie française concernant les SEM par la production de plusieurs circulaires ou lettres gouvernementales[9]. Toutefois, la gouvernance de la TEP n'en a pas été affectée, ni clarifié.

Bien au contraire, le statut de la TEP a résisté à toute tentative d'application du statut de SEM. L'immobilisme a été la règle de tous les gouvernements et de tous les conseils d'administration qui se sont succédé.

En 2009, une lettre du haut-commissaire adressée au ministre James SALMON[10] avait rappelé la nécessité de mettre en conformité le statut de la société avec le statut de SEM sous trois mois à compter de l'assemblée générale du 25 juin 2009.

---

[7] Article 95 de la loi du 24 juillet 1966.
[8] Changement statutaire, modification du capital, fusion, absorption ou dissolution de la société.
[9] Notamment les circulaires du 4 août 2004 et du 14 mars 2005 sur l'obligation du rapport annuel ; la lettre du président au Haut-commissaire du 10 septembre 2007 et la circulaire n°1304 PR du 17 février 2009 relative aux obligations de l'administrateur public.
[10] Conseil d'administration du 31 juillet 2009.

Il a fallu dans ces conditions attendre l'issue d'un contentieux soulevé par le Haut-commissaire parallèlement à l'envoi de sa lettre à la société, pour que le statut de la TEP soit modifié.

Le déféré du haut-commissaire portait sur l'illégalité constituée par le non-respect de la procédure de nomination des représentants de la Polynésie française au conseil d'administration de la TEP. Il avait été constaté que celle-ci s'affranchissait à tort de l'avis obligatoire de l'assemblée délibérante, alors qu'il s'agissait, à l'évidence, d'une SEM.

La confirmation par la juridiction administrative de l'illégalité de la procédure de nomination et par suite, de la vraie nature de la TEP, a mis un terme aux errements et ambiguïtés qui duraient depuis la création de la société.

Désormais, le statut de SEM issu de l'article 29 de la loi organique est reconnu comme étant le statut de la TEP, et le cadre normal des participations publiques au capital des sociétés de capitaux.

C'est à ce raisonnement qu'a finalement été dans l'obligation de souscrire la collectivité.

1.1.2.2 Une société d'économie mixte à part entière

La délibération de l'Assemblée de la Polynésie française[11] du 16 octobre 2014 a approuvé les nouveaux statuts de la TEP. Préalablement, le 5 août 2014, le conseil d'administration de la TEP avait approuvé la révision des statuts de la société. Une assemblée générale extraordinaire réunie le 22 août 2014 a adopté les nouveaux statuts de la TEP. Ceux-ci consacraient la transformation des statuts de la SA TEP en société d'économie mixte en vertu de l'article 29 de la loi organique du 27 février 2004 portant statut de la Polynésie française.

Désormais, les caractéristiques des SEM issues de la loi de 1983 et les dispositions du statut-type des SEM en Polynésie française[12] adopté en 2000 sont incluses dans le nouveau statut de la TEP.

Est ainsi officialisé un changement profond de la gouvernance de l'entreprise. Le conseil des ministres prend le pas sur l'assemblée générale des associés à l'instar de ce qui se pratique dans les SEM : le représentant de la Polynésie française ne procède plus de l'assemblée générale. Enfin, les moyens de contrôle de la collectivité sur l'entreprise sont réaffirmés, notamment par la production d'un rapport annuel des administrateurs publics à l'assemblée délibérante de la collectivité.

On en outre été introduites dans les statuts de la TEP, les dispositions[13] ouvrant notamment la possibilité au conseil d'administration de choisir entre la dissociation ou non des fonctions de président du conseil d'administration et directeur général.

1.1.3 La question du statut n'est pas close

En principe, la TEP doit désormais obéir strictement au statut des SEM en Polynésie française.

---

[11] Délibération n°2014-108 APF du 16 octobre 2014.
[12] Délibération n° 2000-38 du 30 mars 2000.
[13] Issues de la loi du pays n° 2012-14 du 16 juillet 2012.

Le statut qu'elle a adopté en 2014 comporte cependant quelques dispositions qui ne sont pas en totale adéquation avec le statut de SEM. Des mises au point, même si elles sont mineures, restent cependant nécessaires.

D'autre part, la compatibilité du statut de la TEP, SEM de droit commun, avec les projets de la transformation de la société en gestionnaire de réseau indépendant, en fonction des modalités choisies, mérite d'être vérifiée.

1.1.3.1 Le toilettage des dernières ambiguïtés

Au moins deux clauses des statuts méritent une clarification.

Il s'agit en premier lieu, de l'apparente confusion des rôles qui subsiste à la lecture des articles 31- pouvoirs du conseil, et 34- direction générale.

Le fait que le conseil d'administration et le directeur général soient tous deux investis des pouvoirs les plus étendus pour agir au nom de la société peut être une source de confusion qui est facilement évitable. En supprimant les possibilités d'empiétement potentiel créés entre les deux organes sociaux par la similitude des prérogatives, une utile clarification préventive peut être apportée, sans pour autant diminuer le pouvoir de chacun.

Par ailleurs, l'énumération des pouvoirs attribués au conseil (du 3 au 14 de l'article 31) parait peu compatible avec la responsabilité du directeur général[14].

En effet, si le conseil tient de la loi la faculté de se saisir de toutes questions relatives à la bonne marche de la société[15], celle-ci n'a nul besoin d'être inscrite de manière pérenne dans les statuts, sauf à courir le risque d'un empiétement sur les pouvoirs du directeur général, en charge, sous sa responsabilité, de la direction générale de la société.

En outre, les nouveaux statuts ont maintenu au conseil d'administration une majorité des ¾ pour les choix d'investissements.

Cette modalité créé une possibilité de contrôle des actionnaires privés à partir de la détention d'un bloc de 26% des voix. Or, c'est précisément le cas à la TEP, où le groupe EDT-ENGIE détient à lui seul 39% du capital et des voix.

De fait, cette disposition statutaire a conforté le pouvoir des minoritaires sur les choix des investissements. Elle s'inscrit dans la continuité du protocole d'actionnaires qui a été signé à la création de la société en 1985, mais se trouve à contrario en opposition avec le contrôle public garanti par le statut des SEM.

Dans sa réponse aux observations provisoires, la TEP a signalé son intérêt et son accord pour apporter les modifications statutaires afférentes.

1.1.3.2 La compatibilité avec les évolutions projetées

Le renforcement de l'indépendance de la TEP, élément central du projet de réforme du système électrique polynésien, passe par une modification de la répartition du capital social.

[14] Article L 225-56 du code de commerce.
[15] Article L 225-35 du code de commerce.

Le but est de mettre fin aux possibilités de blocage que détient le groupe EDT-ENGIE (39%) au conseil d'administration, en matière d'investissement avec la majorité qualifiée évoquée ci-dessus de 75%, et aussi l'assemblée générale des actionnaires, sur les décisions les plus fondamentales avec la majorité de 66%, alors que le territoire ne détient pour l'instant que 51% des droits de vote.

Durant ces derniers mois, cela s'est traduit par une interpellation non officielle du groupe EDT-ENGIE par la collectivité de la Polynésie française aux fins de connaitre les intentions du groupe concernant sa part de capital dans la TEP.

La question est toujours en suspens, et le conseil d'administration de la TEP n'en s'est toujours pas saisi.

Il conviendra aussi d'inclure dans la réflexion sur l'indépendance de la TEP la question de la majorité requise pour décider des investissements stratégiques.

D'autre part, pour conforter l'indépendance de la TEP, la commission de régulation de l'énergie (CRE) a suggéré de doter le conseil d'administration de la TEP, de plusieurs administrateurs indépendants.

La présence d'administrateurs indépendants, c'est-à-dire d'administrateur n'entretenant aucun lien avec la société de manière à garantir leur liberté de jugement, n'est pas prévue par le statut des SEM. Pour y parvenir, une nouvelle modification du statut de la TEP parait difficilement évitable.

Pour toutes ces raisons, la TEP ne doit pas fermer le chapitre statutaire durant la période de mutation. Elle doit au contraire continuer à réfléchir à ses statuts.

1.2 La position des dirigeants a conservé des aspects discutables

Jusqu'à très récemment, la TEP a offert à ses dirigeants, président du conseil d'administration et directeur général, des positions des plus confortables. Et ce n'est que depuis quelques années que s'est installée une relative modération salariale.

Toutefois, en contrepoint à cette évolution plutôt positive, la nomination des dirigeants présente des aspects critiquables, notamment depuis l'adoption du nouveau statut de la TEP.

1.2.1 Une diminution incontestable des rémunérations

Depuis 2007, les rémunérations « hors normes » ont eu tendance à disparaitre. De même, les sorties de fonction ne donnent plus lieu à des primes de départ décidées in extremis par les conseils d'administration.

Mais si les rémunérations ont été incontestablement réduites par rapport au sommet qu'elles ont connu en 2007-2008, des marges de progrès subsistent encore.

1.2.1.1 Le retour à la normale a pris du temps

En 2007, la chambre avait[16], sur cette question, adressé une sévère remontrance publique aux dirigeants sociaux qui se sont succédé à la tête de la TEP durant la période antérieure à 2007. Ces observations n'ont pas été suivies d'un retour rapide à des pratiques plus acceptables.

Le retour à des rémunérations non excessives a, en particulier, pris du temps. Cette absence d'empressement a eu pour effet de laisser prospérer le versement de salaires « hors normes » bien au-delà de la date de leurs premières dénonciations.

Plusieurs dirigeants ont vu leurs rémunérations et avantages en nature être maintenus à un niveau très élevé, après décisions du conseil d'administration.

Ainsi, le directeur général a perçu en toute légalité en 2008 une rémunération brute de 31,6 MF CFP en augmentation de 11 MF CFP par rapport à l'année précédente par le jeu des primes et indemnités antérieurement accordées par le conseil d'administration.

Des primes de bilan ont également été accordées aux directeurs généraux en 2014 et 2015, sans condition particulière, ni lien avec les résultats de l'entreprise.

En 2007 et 2008, les indemnités versées aux présidents du conseil d'administration n'ont pas été fixées par le conseil d'administration sous couvert d'un procédé critiquable : un comité spécial fixait en effet cette indemnité mais ne la divulguait qu'aux administrateurs qui en faisaient la demande expresse.

Au final, la liste des indemnisations s'est allongée. Des indemnités pour utilisation de véhicule personnel ont été accordées, pour des montants allant de 230 à 250 000 F CFP par mois, ainsi que des primes de fin de fonctions, de 800 000 F CFP à 2 MF CFP.

Jusqu'en 2009, ont été servies au président du conseil d'administration des indemnités mensuelles de 500 000 F à 300 000 F CFP nets, qui s'ajoutaient à la prise en charge des frais téléphoniques, d'une voiture de fonction et de frais de mission de 25 000 à 30 000 F CFP par jour en sus de la prise en charge intégrale des frais de transport et d'hébergement.

Ces pratiques ont été rendues possibles par les imprécisions juridiques qui ont entouré la vie sociale de la TEP. Ces indemnisations ont été versées par décision du conseil d'administration, conformément au statut des sociétés anonymes. Mais aucun des contrôles, et aucune des limites prévues pour les SEM n'ont ainsi pu jouer.

L'inflexion est récente.

Elle n'a été effective qu'en 2014, si on excepte les économies réalisées en avril 2010 lorsque le président du conseil d'administration a exercé seul la direction générale de la société.

Le président-directeur général s'est alors vu attribuer une rémunération brute mensuelle de 1,2 MF CFP, la prise en charge de ses frais téléphoniques, la mise à disposition d'une voiture de fonction, une prime de fin d'année égale à un mois de rémunération brute et une prime de bilan de 150 000 F CFP par semestre. Le remboursement des frais sur justificatifs ne prévoyait plus de per diem[17].

En 2014, le président du conseil d'administration a renoncé à toute rémunération, et son directeur général a vu sa rémunération fixée à 900 000 F CFP brute avec des avantages accessoires identiques à ceux évoqués ci-dessus pour le président-directeur général précédent.

---

[16] Rapport d'observations définitives du 29 août 2007.

[17] Allocation forfaitaire versée en sus des frais de séjour (hébergement, alimentation).

En 2016, l'indemnité perçue par le directeur général a été réévaluée à 1,2 MF CFP, en augmentation de 300 000 F CFP par rapport à son prédécesseur, accompagnée d'une prime de fin d'année égale à un mois de rémunération brute, d'une voiture de fonction, d'un téléphone portable et de la prise en charge de ses frais d'abonnement téléphonique. Les frais de mission et de réception sont remboursés sur justificatifs, sans per diem.

Par ailleurs, le président du conseil d'administration s'est vu octroyer par le conseil d'administration lors de sa nomination le 22 avril 2016, une indemnité mensuelle de 250 000 F CFP.

Ces rémunérations sont donc dans l'ensemble en sensible repli par rapport aux errements fortement critiquables du passé, notamment avant 2010.

1.2.1.2 Des marges de progrès subsistent cependant

La TEP ne verse plus de salaires disproportionnés. Pour autant, les rétributions des dirigeants y demeurent relativement élevées.

Ainsi, la taille et les missions de simple opérateur de réseau réellement exercées par la TEP dans la configuration qui a prévalu jusqu'à présent, ne paraissent pas justifier le versement de salaires supérieurs à ce qui se pratique dans l'administration de la collectivité pour des responsabilités équivalentes.

Ainsi, les voyages ont continué à être pris en charge dans les classes supérieures des compagnies aériennes, pour des montants importants, allant de 480 000 à 830 000 F CFP en 2015, alors que la société peinait à trouver l'équilibre financier.

La chambre estime que l'ajustement par rapport aux pratiques en cours dans l'administration polynésienne serait une méthode utile pour fixer sans excès les rémunérations des dirigeants sociaux.

En second lieu, si dans une SA la rémunération du directeur général ne dépend que du conseil d'administration, la rémunération des fonctions de président du conseil d'administration obéit dans une SEM à un formalisme plus complet destiné à protéger les deniers publics.

L'article L1524-5 du CGCT qui subordonne le versement d'une indemnité au représentant de la collectivité à un vote en ce sens de l'assemblée délibérante de la collectivité qui le mandate, n'est pas applicable en Polynésie française en vertu de dispositions spécifiques[18] ; l'indemnisation est donc fixée par le conseil des ministres.

Le conseil d'administration s'est ainsi fondé sur un arrêté du conseil des ministres du 9 mars 2016 qui « *autorisait* » le titulaire nommé à occuper les fonctions de président du conseil d'administration et à recevoir une indemnité mensuelle, un intéressement et des avantages particuliers dans la limite de 250 000 F CFP.

L'indemnisation n'est donc pas obligatoire : elle ne résulte légalement en Polynésie française que de la décision du conseil des ministres.

Cette possibilité reste facultative.

[18] Article 29 de la loi n°2004-192 du 27 février 2004.

1.2.2 Les conditions de nomination demeurent spécifiques

Jusqu'au changement de statut, la nomination des dirigeants de la TEP a suivi la procédure prévue pour les sociétés commerciales, tout en intégrant des pratiques en cours dans les SEM.

Ainsi, les 12 membres du conseil d'administration, répartis selon le protocole d'accord du 6 février 1985[19], élisaient un président du conseil d'administration. A l'instar des sociétés anonymes, tous étaient propriétaire d'une action de garantie[20], et le conseil d'administration nommait le directeur général sur proposition du président qui restait en charge de la direction générale de la société.

En revanche, les représentants de la collectivité étaient tous désignés par le conseil des ministres qu'ils soient membres de l'assemblée délibérante ou non. Ainsi, sans reconnaitre explicitement l'appartenance de la TEP[21] à la catégorie des SEM, les nominations ont obéi à leur logique de désignation, tout en s'en éloignant sur un point essentiel, la qualité d'élu du représentant.

Ces nominations sont donc intervenues dans l'ignorance des règles de nomination concernant les SEM, sous couvert d'interprétations juridiques qui ont commencé à être rejetées par le juge administratif dès 2009.

Au final, le changement de statut intervenu en 2014, soit six ans plus tard, a clarifié la donne.

Désormais, la TEP est une SEM spécifique qui admet notamment des conditions spéciales de nomination au poste de président. Certains formalismes ont, par ailleurs, continué à ne pas être respectés concernant la direction générale de la société.

De même, les conditions dans lesquelles les fins de fonction interviennent, requièrent un plus grand respect des formes prévues.

1.2.2.1 La présidence du conseil d'administration

En matière de nomination du président du conseil d'administration, à la différence d'une société anonyme, la TEP est tenue d'observer les conditions spéciales instaurées pour les SEM.

L'article 8 de la loi n°83-597 du 7 juillet 1983 modifiée organise d'ordinaire le régime juridique de la représentation de la collectivité dans les organes d'une société d'économie mixte. A ce titre, les représentants de la collectivité doivent être désignés « *en son sein* » par l'assemblée délibérante concernée.

Mais cet article a, comme noté supra, été rendu inopérant par l'article 29 de la loi organique du 27 février 2004.

Par extraordinaire, le représentant de la collectivité n'est donc pas nécessairement un élu.

---

[19] Passé entre la collectivité, EDT-ENGIE et MARAMA NUI : 5 pour la collectivité, 3 pour EDT-ENGIE, 2 pour MARAMA NUI, 1 pour la CCCE et 1 pour la SOCREDO.

[20] Par convention, les représentants de la collectivité en détenaient une parmi les actions du territoire.

[21] Au motif, à notre estime, fallacieux, du silence de l'article 29 sur ce point, et plus généralement, du doute de l'appartenance de la TEP à la catégorie des SEM.

Toutefois, la nomination requiert depuis la loi organique du 1er août 2011 un certain formalisme où l'assemblée délibérante joue un rôle clé. L'article 157-3 de la loi statutaire organise désormais une procédure spéciale de désignation aux termes de laquelle le projet de décision ne peut, sauf en cas de silence gardé pendant plus d'un mois, être délibéré en conseil des ministres qu'après l'avis de l'Assemblée de la Polynésie française (APF).

Les nominations de M. Marty et de M. Chapman ont respecté cette procédure spécifique.

M. Marc Chapman a été désigné par arrêté n°212 CM du 25 février 2016, après recueil de l'avis de l'assemblée délibérante (commission de contrôle budgétaire et financier[22]), conformément à la procédure susvisée.

Précédemment, M. Marty, ancien ministre, a occupé les mêmes fonctions de président du conseil d'administration du 29 août 2014 au 9 mars 2016.

1.2.2.2 La direction générale

La qualité d'agent public conféré par l'emploi de conseiller technique énergie auprès d'un membre du gouvernement en charge du secteur de l'énergie aurait dû faire obstacle à la nomination immédiatement après de l'intéressé à la direction générale de la TEP dès sa sortie de fonction. Une période de latence de 3 ans doit être respectée[23].

Les nominations des deux derniers directeurs généraux, MM. Stalens et Trouillet, ont été sujettes à interrogation, dès lors que tous les deux exerçaient, avant cette prise de fonction, auprès d'une autorité ministérielle ou du président de la Polynésie française.

Concernant la nomination de M. Guy Stalens, celle-ci a été actée par le conseil d'administration du 29 août 2014, avec effet au 1er septembre 2014. Elle a fait suite à la nomination de M. Marty au poste de président du conseil d'administration.

M. Stalens, avant sa nomination, bien que n'étant pas officiellement conseiller technique était prestataire de services[24] pour la présidence de la Polynésie française. A ce titre, il avait été spécialement chargé d'un audit technique et financier de la TEP, société dont il avait démissionné[25] quelques mois auparavant.

Si, dans le cadre de sa mission d'expertise, il avait indubitablement eu à connaitre des affaires de la TEP, qui était précisément un de ses sujets d'étude, il n'est jamais intervenu en qualité d'agent public.

La position de M. Trouillet est différente.

M. Trouillet était juste avant sa nomination en qualité de directeur général, conseiller technique énergie au sein du cabinet du vice-président en charge du secteur de l'énergie. A ce titre, il eut non seulement à connaitre des affaires concernant la TEP qui se situait dans le champ de son secteur d'intervention, mais au surplus son statut d'agent public ne peut être sérieusement contesté.

Sur le plan circonstanciel, une lettre du 21 janvier 2016 du vice-président Laurey avait invité M. Marty à convoquer le conseil d'administration le mardi 16 février 2016, à 9 heures ; il indiquait en outre son intention de procéder à la nomination en qualité de directeur général de M. Thierry Trouillet, en remplacement de M. Guy Stalens. A la suite du refus de M. Marty, un arrêté CM du 9 mars 2016 a mis fin à son mandat de représentant à la TEP.

---

[22] Avis CCBF n°16-2015 du 10 février 2015.
[23] Article 432-13 du code pénal.
[24] Convention d'assistance d'ingénierie technique.
[25] Lettre de démission du 10 mai 2014 d'un CDD à la TEP.

Cette situation résultait d'une dégradation des relations entre le vice-président du gouvernement en charge du secteur de l'énergie ayant pour origine des résultats jugés insuffisants[26] de l'équipe de direction en place. Plusieurs échanges de courriers[27] ont attesté de divergences de vue croissantes sur la stratégie de la société.

Le remplacement de M. Stalens par M. Trouillet est intervenu au conseil d'administration du 22 avril 2016 sur proposition de M. Laurey, vice-président assurant à l'invitation du conseil, la présidence de la séance.

Le conseil d'administration a nommé M. Trouillet, directeur général, auprès du président du conseil d'administration M. Chapman, nommé le même jour.

Par ailleurs, indépendamment de s'appuyer sur de justes motifs, la révocation ad nutum d'un directeur général requière aussi de respecter un certain formalisme fondé sur le principe du contradictoire.

Or, il était mentionné[28] qu'en cas de cessation de fonction de M. Marty, M. Guy Stalens demeurerait investi de ses fonctions jusqu'à la nomination du nouveau président, à moins que le conseil ne décide de leur cessation immédiate ou au contraire de leur maintien sur la proposition du nouveau président.

Le procès-verbal du conseil d'administration du 22 avril 2016 ne fait nullement mention d'une décision expresse en ce sens : il est simplement consigné que n'étaient présents ni M. Stalens, ni M. Marty. Aucune mention ne permet d'assurer que le formalisme du contradictoire ait donc été respecté.

De tels errements, aussi justifiée que soit leur motivation, sont à éviter car ils peuvent être source de contentieux défavorable, et donc au final, de débours pour la SEM, comme ce fut le cas lors du licenciement du précédent directeur général, auquel le juge judiciaire[29] vient de faire droit en condamnant la TEP à lui verser 8 MF CFP pour révocation abusive.

Pour toutes ces raisons, malgré les progrès accomplis la normalisation du fonctionnement et de la vie sociale de la TEP mérite encore des efforts afin d'en gommer les dernières aspérités dommageables.

2 Un défi managérial majeur

Historiquement l'activité de concessionnaire du transport de l'électricité « *depuis les centres de production jusqu'aux lieux de distribution* » a jusqu'à présent été limitée à un rôle d'opérateur en charge « *d'établir tous les ouvrages jugés nécessaires par l'autorité concédante* ». La TEP dispose à cette fin du monopole d'intervention sur et sous les voies publiques, mais n'agit que sur autorisation[30] du ministre en charge de l'énergie pour exécuter des ouvrages de transport.

La TEP n'assure que le pilotage des maitres d'œuvre en charge des études, de la réalisation et de la mise en service des ouvrages. L'exploitation, la maintenance et la conduite du réseau sont confiés par contrat à un prestataire privé, EDT-ENGIE.

---

[26] Conférence de presse du vice-président Laurey du 11 juillet 2016.
[27] Lettre du 13 novembre 2015 et du 2 décembre 2015.
[28] Dans le procès-verbal du conseil d'administration du 24 août 2014.
[29] Décision du 11 avril 2016.
[30] Article 9 du traité de concession du 9 juin 1989 et de l'arrêté n°83 CM du 20 janvier 1986.

La gestion du réseau a ainsi été confiée à EDT-ENGIE[31], responsable de « *l'adéquation totale entre la puissance appelée par ses clients et les moyens de production à mettre en mettre en œuvre pour y parvenir* ».

Appelée à investir son cœur de métier, par l'abandon de la sous-traitance à EDT-ENGIE, la TEP doit, en se transformant en gestionnaire du réseau, changer de dimension.

Pour y parvenir, elle doit opérer une profonde transformation. Car, si ce n'est déjà plus « la coquille vide » des années passées avec la montée en puissance du personnel opéré depuis 2009, la TEP n'est toutefois pas encore en capacité d'assumer, sans transition, son nouveau rôle, et ce, sans préjuger de la valeur des équipes managériales.

L'internalisation des fonctions sous-traitées exige du temps et de la méthode. Cette mutation constitue un défi managérial majeur qui met en jeu l'organisation de l'entreprise, et qui supposent la maitrise de tous les aspects financiers et juridiques afférents.

Dans sa réponse aux observations provisoires, la TEP a signalé qu'elle bénéficiait depuis 2006 du concours de la RTE pour « *l'accompagner dans l'émancipation voulue par le gouvernement* ». Le contrat cadre a d'ailleurs été renouvelé en novembre 2016.

2.1 La conduite de la mutation

Le premier défi à relever pour la TEP est de conduire la mutation technique et entrepreneuriale au terme de laquelle elle doit être devenue un gestionnaire de réseau expert et indépendant, en capacité d'agir en acheteur unique en lieu et place d'EDT-ENGIE.

L'acquisition de ce nouveau métier doit en outre intervenir en même temps que la TEP doit parachever la sécurisation du réseau, programme qui monopolise les ressources disponibles de la TEP. Aussi cette simultanéité des actions à entreprendre ajoute, par ses contraintes propres, une difficulté supplémentaire à la gestion globale du changement.

2.1.1 La maitrise d'un nouveau métier

Le projet de transformation de la TEP en gestionnaire de réseau est un projet ancien, qui ne date pas du plan de transition énergétique (PTE) de décembre 2015.

Déjà, sur la base d'un rapport demandé à la société réseau de transport d'électricité (RTE) livré en mai 2011, la collectivité[32] l'avait évoqué, en insistant sur « *la nécessité que la TEP se réapproprie les prérogatives qui sont usuellement dévolues au gestionnaire du réseau de transport électrique et notamment la conduite du réseau, le dispatching et l'équilibre de l'offre et de la demande en électricité* ».

Pour l'heure, cela s'est traduit par des achats d'équipement (SCADA) en ordre dispersé[33]. Par contre, aucune proposition de montée en compétence, aucun projet d'entreprise n'ont été proposés à la validation du conseil d'administration.

Dans le système électrique en construction, la TEP est censée devenir un acteur indépendant et neutre. En matière de production et de distribution, la TEP doit agir en catalyseur de la concurrence par une politique d'achat avisée et non-discriminante.

---

[31] Opérateur historique en qualité de concessionnaire de la distribution, de détenteur de 39% du capital de la TEP, et de principal producteur d'électricité thermique, hydraulique et photovoltaïque.

[32] Lettre n°205/ MEM du 22 juin 2011.

[33] Câble Tipaerui - locaux TEP pour un montant de 75 MF CFP.

A ce titre, elle doit désormais assurer la conduite de réseau, fonction externalisée auprès d'EDT-ENGIE, tout en renforçant la concurrence sectorielle, peu stimulée jusqu'à présent.

2.1.1.1 Assurer la conduite de réseau

A ce titre, la TEP doit être en mesure d'assurer, en temps réel et à au moindre coût, l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Cette fonction implique de maitriser le dispatching entre les sources d'énergie proposées, et de posséder en aval des capacités de prévision de haut niveau.

S'y ajoute une fonction d'acheteur unique qui suppose établie une réglementation non discriminante des raccordements des producteurs ainsi que la maitrise des placements et de la gestion de la courbe de charge.

La TEP ne maitrise en 2016 que quelques aspects de ces activités qui étaient entièrement assurées par EDT-ENGIE dans le cadre de contrats ad hoc, renouvelés en 2012.

En effet, même si la TEP a été enjointe à « *prendre les dispositions requises, en termes de mobilisation de nouvelles ressources humaines notamment, pour préparer la TEP à assumer progressivement à compter du 1er mai 2012 les prérogatives énumérées précédemment* », les réalisations n'ont pas rendu la TEP apte à assurer immédiatement la conduite de réseau.

Des compétences ont bien été améliorées. Des pratiques ont été structurées. Mais, il reste encore des acquisitions à capitaliser.

La TEP a bien lancé une campagne de labellisation en 2011 afin de s'organiser sur de bonnes pratiques. La certification ISO 9001 a ainsi été obtenue.

En 2012, l'entreprise a été mobilisée autour de l'engagement QSE (qualité, sécurité, environnement). La signature des nouveaux contrats de sous-traitance a été doublée de lettres d'engagement aux termes desquelles un transfert des connaissances a été programmé.

Les personnels techniques (2/3 de l'effectif) ont été renforcés et formées à la norme professionnelle, NF C 18 510[34] ; tous les personnels sont maintenant habilités à la sécurité électrique.

La structuration de l'activité a donc fait d'incontestables progrès.

Un rapport de suivi[35] d'avril 2015 les a d'ailleurs constatés, en particulier en matière de contrôle de la maintenance et des contrats de sous-traitance.

Cet audit a relevé sur une centaine d'items que seulement deux « non conformités » mineures, l'une concernant la gestion du patrimoine, non à jour et l'autre, la formation du personnel, effective mais insuffisamment évaluée.

La certification a donc été maintenue, en notant cependant que la « *prise de responsabilité du dispatching n'est pour l'instant pas validée par l'autorité de tutelle* » et invitant la direction « *à mieux décliner sa stratégie au niveau des processus* ».

En 2015, une grille salariale a, pour la première fois, été mise en service.

---

[34] Norme homologuée en décembre 2011.

[35] Rapport d'audit afnor certification.

Toutefois, les formations auprès d'EDT-ENGIE, bien que prévues dans les lettres d'engagement[36] du 31 mai 2012, ont été peu nombreuses. Notamment, la finalisation de nombreux documents de référence[37] qui devait intervenir avant la fin 2013.

De fait, peu de document ont depuis été mis en service : un code de procédures a été élaboré, mais les discussions se poursuivent concernant la plupart des documents mis en chantier.

Concernant la formation, quelques-unes ont bien été dispensées aux techniciens, mais sans qu'elles s'inscrivent dans un plan pluriannuel de formation construit dans la perspective de la responsabilité prochaine de la conduite du réseau.

De même, des achats de matériels pour assurer matériellement les missions futures de la TEP ont été réalisés au risque de la redondance : un dispositif SCADA (110 MF CFP), un logiciel Mistral (100 MF CFP) et des compteurs (52 MF CFP).

En dépit de ces efforts, le problème de l'internalisation des compétences reste entier et le besoin de renforcer les compétences n'a pas encore reçu de traitement idoine.

Les besoins à satisfaire demeurent importants.

En premier lieu, il existe peu de compétences mobilisables localement.

Bien que le réseau soit relativement peu étendu, la conduite de réseau suppose néanmoins la maitrise de connaissances précises conjuguées avec une expérience certaine. Faute de compétences locales disponibles, en 2016, la direction générale s'acheminait vers l'embauche de salariés en dehors de la Polynésie française. En effet, on ne décompte à la TEP que deux personnes dont la formation initiale permettrait en la complétant d'assurer cette fonction. Or, compte tenu des contraintes réglementaires d'un service en continu, la TEP doit disposer d'au moins sept personnes dédiées à la conduite de réseau.

Par ailleurs, les achats de matériels nécessaires au dispatching, sans plan d'acquisition articulé sur la réalité des transferts ont, de manière paradoxale, précédé la formation des personnels et les décisions de transfert.

En outre, le dispatching requière des compétences, et une expérience, qui vont bien au-delà de la maitrise des logiciels de conduite.

Par ailleurs, la TEP n'a jamais mesuré à des fins de facturation le nombre de kW transportés sur son réseau. La rémunération au prorata des kW transportés, pour évidente qu'elle soit, est nouvelle. A cette fin, la TEP a acheté, entre 2011 et 2014, des compteurs aux bornes des transformateurs qui lui permettent d'être en mesure de réaliser, de manière partagée, le comptage, comme le prévoyait le contrat passé avec EDT-ENGIE relatif à la redevance de transport.

En second lieu, la maitrise des modélisations de l'équilibre offre-demande est déterminante pour tout gestionnaire de réseau. Ces compétences n'existent pas à la TEP ; elles sont pour l'instant domiciliées chez MARAMA NUI, propriété d'EDT-ENGIE. Or, les modalités qui pourraient encadrer leur utilisation par la TEP ou un sous-traitant si la TEP décidait d'y recourir à nouveau, sont à peine esquissées.

De même, plusieurs préalables qui ne sont pas techniques, sont nécessaires à l'anticipation de la progression de la pointe (consommation maximale), qui incombe au gestionnaire de réseau. Et, les conditions d'achat de l'énergie de complément ne peuvent devenir efficaces qu'une fois établies par voie réglementaire (loi du pays). En outre, les engagements des producteurs ont besoin d'être formalisés.

---

[36] Lettre d'engagement n°285/C/12.

[37] Code des procédures ; cadre des limites de propriétés ; contras d'accès aux réseaux ; calcul des pertes et rémunération des services système.

Pour l'essentiel, ces obligations réglementaires dépendent d'ailleurs moins de la TEP que de la collectivité de la Polynésie française.

En dernier lieu, l'organisation de la TEP pour faire face à ses nouvelles missions demeure encore largement non définie.

La transition de l'entreprise vers son nouveau rôle n'a pas encore été conceptualisée. Aucun projet d'entreprise n'a, pour l'instant, relayé les projets globaux de transformation de la TEP. Ainsi, malgré la place éminente de la société dans cette nouvelle donne, le conseil d'administration n'a pas eu à délibérer sur ces sujets et sur les conséquences pour l'entreprise.

En 2015, la mission de la CRE avait pourtant recommandé d'opérer avec méthode et progressivité, allant même jusqu'à détailler une approche par transferts de blocs de compétences. Cette recommandation n'a, manifestement, pas encore été suivie ou fait encore l'objet de discussions internes à l'entreprise.

2.1.1.2 Asseoir la neutralité de la TEP pour favoriser la concurrence

La TEP est, dans le nouveau système électrique, placée en position centrale. Elle est, entre autre, chargée d'un rôle d'acheteur unique afin que son intervention exclusive favorise la concurrence sur ce marché.

La TEP est appelée à remplir une fonction d'interface entre les producteurs de productible, quelle qu'en soit l'origine, et les distributeurs, EDT-ENGIE ou SECOSUD.

La TEP devra, dans ce nouveau modèle, acheter les kW aux producteurs et les vendre aux distributeurs. Des contrats de raccordement assurant une égalité de traitement aux producteurs et aux distributeurs, dispositif jusqu'ici inexistant, doivent être conceptualisés.

Cette nouvelle compétence suppose en outre une profonde adaptation du mode de fonctionnement de la TEP.

Jusqu'à présent, la TEP n'est pas intervenue dans le circuit financier du marché de l'électricité, et s'est contentée, passivement, de recevoir une redevance pour l'utilisation de son réseau de transport haute tension (HT), versée par EDT-ENGIE. Les fonctions comptables et financières sont, pour ces raisons, restées peu développées en interne[38]. La réforme qui va entrainer un décuplement des volumes financiers transitant par la TEP, entre les bornes d'entrée et de sortie du réseau, va obliger la TEP à revoir son organisation comptable et financière.

Par ailleurs, la neutralité de la TEP doit être confortée par une composition de son capital social lui garantissant une véritable indépendance à l'égard des autres acteurs du système électrique. C'est pourquoi la collectivité de la Polynésie française a fait connaître son intention de racheter la part de capital du distributeur EDT-ENGIE (39%). Des contacts en vue de leur entrée au capital ont ainsi été pris avec la société RTE ou avec la SOCREDO[39].

Ce renforcement de la neutralité comporte des coûts associés importants, à raison de la valeur patrimoniale élevée de la TEP.

L'amélioration de la concurrence repose, par ailleurs, sur un besoin fondamental de transparence. Des coûts et des prix connus de tous les acteurs du marché en sont l'expression la plus nécessaire.

---

[38] La TEP ne comptant qu'un salarié et un cadre dédiés à ces travaux.

[39] Ces discussions au moment où a été rédigé ce rapport n'avaient pas abouties.

La TEP est, en toute première exigence, appelée à intervenir dans un futur proche en qualité d'expert auprès des communes.

Cette nouvelle fonction implique l'acquisition d'une parfaite connaissance des coûts et des contraintes techniques du système électrique non seulement sur l'île de Tahiti mais aussi sur l'ensemble des archipels, territoire sur lequel elle ne possède aucune expérience acquise.

Pour l'heure, les progrès en matière d'informations techniques et comptables sur le système électrique sont très récents. Ils ont essentiellement porté sur les obligations du concessionnaire.

En 2015, le compte rendu sur les comptes de la concession en 2015 vient tout juste d'être mis en place. En attendant les progrès attendus des premières livraisons des cabinets comptables, la principale source d'expertise reste, pour le moment, l'apanage de l'opérateur historique EDT-ENGIE.

Aussi, toutes avancées en ce domaine sensible demeurent-elles, une nouvelle fois, naturellement subordonnées aux discussions à conduire avec le groupe EDT-ENGIE.

2.1.2 La sécurisation du réseau

La mise en sécurité du réseau, pourtant fondamentale pour un transporteur, tarde à trouver une solution.

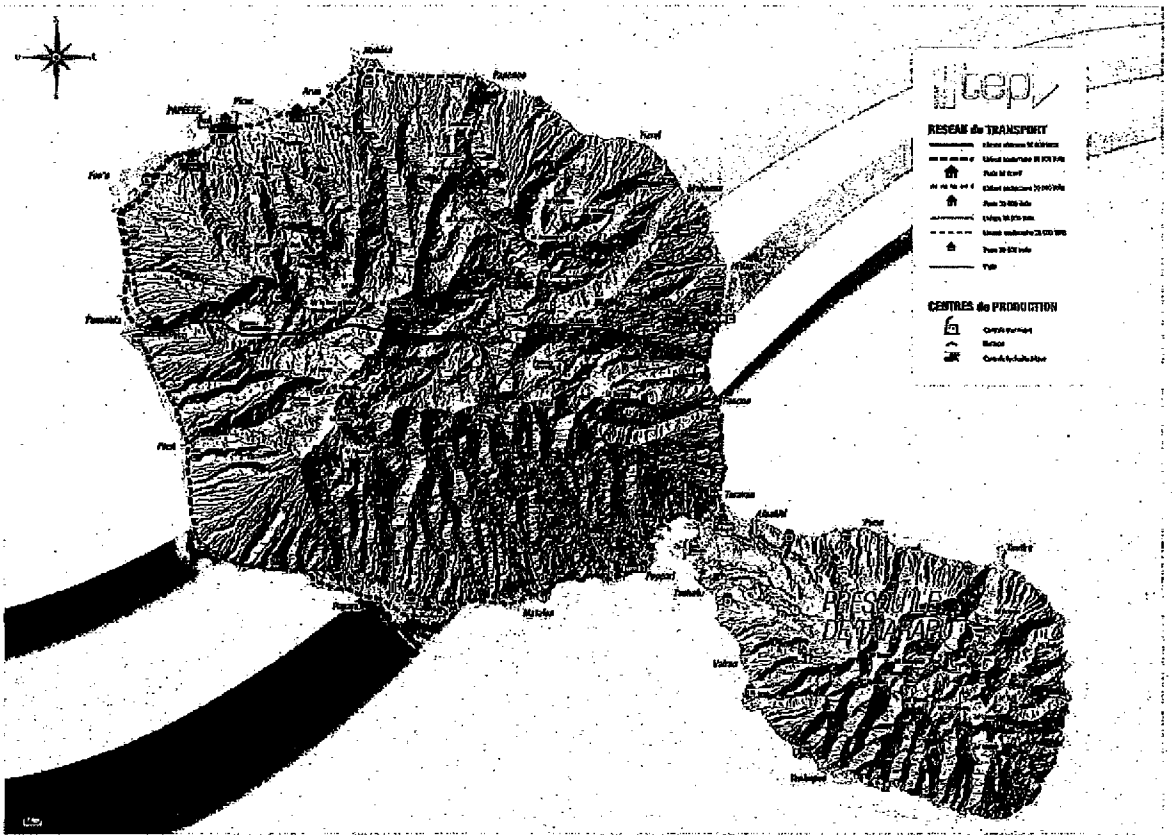
Techniquement, la sécurisation d'un réseau de transport vise à assurer à toutes les zones desservies un dépannage rapide, même en cas de perte d'un élément du réseau[40].

C'est un défi majeur, à la fois technique et financier, que la TEP peine à relever malgré les progrès constatés concernant la qualité du réseau.

2.1.2.1 Un réseau de qualité

Le réseau se décompose en 27 lignes sous 20, 30 ou 90 kV, qui se déploient sur une longueur de 240 km.

[40] Règle du N-1 : le système électrique, dans sa composante réseau, doit pouvoir supporter sans dommage la défaillance d'un élément.



Chaque liaison électrique est encadrée par un poste de transformation. Au total, le réseau comprend 24 postes sources, 4 de concentration et 13 de raccordement.

Le réseau est considéré par les experts comme étant de bonne qualité.

A l'origine, le réseau de transport devait permettre l'acheminement de l'électricité des principaux points de production thermique (Punaruu) puis hydraulique (Papenoo) vers les principales zones de distribution (Papeete et les communes avoisinantes).

Cet objectif a structuré l'implantation initiale du réseau. L'ensemble du territoire de la concession (Tahiti Nord) a été couvert, et les principales sources de production thermiques et hydrauliques sont dédiées à l'alimentation de l'agglomération de Papeete.

Ce réseau a aussi été adapté aux contraintes météorologiques. Il a ainsi été enterré aux trois-quarts.

La bonne qualité du réseau est également corroborée par la diminution du nombre d'incidents depuis 2007.

Sur le plan de la méthode, la TEP s'est d'abord fixée comme objectif une limite maximale de 20 incidents, et a revendiqué de plus en plus résolument d'être partie prenante à l'analyse des incidents qui survenait sur son réseau.

Ces deux actions ont fini par porter leurs fruits.

De 31 en 2008, les incidents ont d'abord connu une baisse fortuite en 2009, où 14 incidents ont été dénombrés, puis ont plafonné à 26 incidents en 2010 et 2011 sans parvenir à l'objectif de 20. En 2010, un incident sur la 2ème ligne 90 kV Punaruu -Tipearui a duré 2 mois, et fait vivre le réseau dans une situation critique car il n'y avait aucune solution de rechange disponible, faute de bouclage. Plus de 65 % des incidents ont eu pour origine un défaut matériel lié aux insuffisances des investissements sur le réseau.

Une sensible amélioration s'est produite à partir de 2012, les nouveaux contrats de maintenance étant plus exigeants sur le contrôle contradictoire des opérations sous-traitées.

En 2012, grâce à un renforcement fortuit[41] de ses moyens d'analyse, la TEP est parvenue à une conclusion étayée divergente de celle de son exploitant délégué, EDT-ENGIE. La cause de la mise hors circuit des postes Arue, Vairaatoa, Tipaerui, et du réseau de télécom était, selon elle, un défaut d'un câble souterrain ; cet incident avait ensuite été aggravé par une reprise de service sans que parallèlement soit ordonnée une intervention sur le câble défectueux.

Les retards constatés dans les opérations de maintenance avant 2012 ont nécessité le lancement de plusieurs plans de rattrapage dans de nombreux secteurs, allant de la protection des pylônes, à la révision des régleurs, des transformateurs, et des disjoncteurs.

En 2016, le nombre moyen des incidents a ainsi nettement diminué, pour se situer à 15 incidents en moyenne par an.

Les causes matérielles des incidents ont aussi fortement baissé.

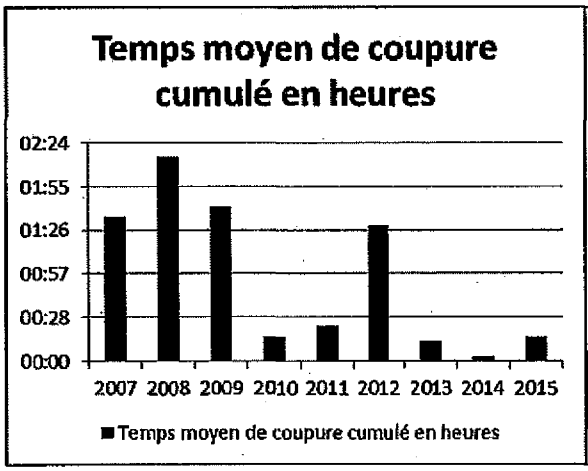
Ainsi en 2014, sur les 16 incidents qui s'étaient produits sur le réseau, seulement 4 étaient liés à la vétusté de câbles souterrains 20 et 30 kV, et 5 étaient dus aux erreurs humaines et à la mise en œuvre de méthodes inappropriées.

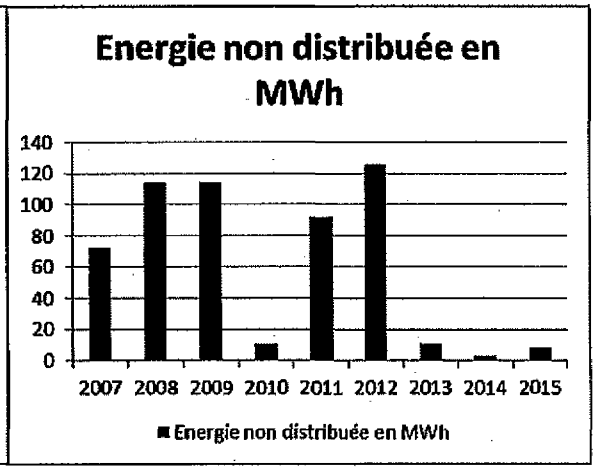
Quoi qu'il en soit, la vétusté des câbles, les erreurs humaines ou de méthode restent encore trop souvent à l'origine des incidents.

Cette amélioration n'a pas été sans lien avec le renforcement des obligations de reporting incombant à l'exploitant depuis le renouvellement des contrats passés avec EDT-ENGIE en 2012.

En 2009, ce délai de remontée des informations était de deux mois à six mois. Il est aujourd'hui nettement inférieur à un mois. Mais ce progrès doit aussi être mis en relation avec l'effort de renouvellement des postes et des lignes vétustes relancé en 2012.

Le temps moyen de coupure et par suite l'énergie non distribuée à l'usager ont, en corolaire, fortement diminué.





Source : TEP

[41] Incident survenu durant l'audit RTE de 2012.

Aussi les experts consultés[42] décernent depuis 2012 un satisfecit global sur la qualité du réseau, tout en soulignant sa relative fragilité.

2.1.2.2 Des raisons financières ont bloqué les projets de sécurisation

La qualité du réseau est pourtant affectée par une sécurisation très insuffisante, à l'origine des principaux dysfonctionnements.

La consommation électrique en Polynésie française se caractérise par une concentration géographique des consommateurs.

Pour satisfaire la concentration des besoins dans l'agglomération de Papeete, les lignes convergent vers la zone urbaine sans que leur schéma général permette un bouclage du circuit d'alimentation. Or, dans une île, seul un réseau bouclé contribue efficacement à la garantie de puissance.

En l'absence de bouclage, l'axe vital du réseau est constitué par la double ligne[43] reliant la Punaruu, où est implantée la principale centrale thermique, à l'agglomération de Papeete. Aussi tant que le bouclage du réseau par le nord n'est pas complètement réalisé, le moindre incident reste une source potentielle de perturbation majeure.

La cause du retard dans la réalisation du bouclage est financière. De fait, le bouclage du réseau a été obéré par un tarif artificiellement bas mis en place en 2005.

Le tarif de la redevance fixé à 1,95 F CFP par kW transporté n'a pas permis de dégager les ressources suffisantes pour assurer tous les investissements nécessaires au réseau, notamment le bouclage.

Cela s'est traduit in fine par un ralentissement des investissements entre 2012 et 2015, et la recherche laborieuse de financements pour le projet de bouclage.

Au conseil d'administration du 4 décembre 2012, une analyse critique des investissements avait mis en exergue l'insuffisance des investissements de sécurisation du réseau. Cette étude en concluait à la nécessité d'orienter les investissements[44] sur cinq priorités : le bouclage du réseau, la sécurisation de la zone sud par la côte ouest, le désenclavement de la côte est, la modernisation des systèmes de protection, et les télécommunications.

Mais, en raison du maintien prétorien du tarif à 1,95 F CFP par crainte d'une augmentation du prix de l'électricité, les investissements ont été effectués en fonction des financements obtenus.

En 2014 et 2015, les investissements ont surtout concerné l'amélioration de la fiabilité et la télé-conduite, mais pour de faibles montants.

En 2016, les financements ont enfin été actés pour la seule boucle nord (4,3 milliards), qui lancée en octobre 2016 n'est pas attendue avant 2020.

Aussi, la cohérence industrielle des travaux, déjà mise à mal par le manque de crédits disponibles, risque-t-elle d'être à nouveau malmenée par les impératifs financiers.

En fait, l'ouverture des chantiers, tributaire de la seule logique financière et restant dictée par la seule opportunité des financements, peut défier la logique industrielle.

---

[42] Rapport CRE octobre 2012.

[43] En 30 kV et 90 kV.

[44] Le montant de ces investissements sur la période 2013-2020 s'élèverait à 5 milliards de F CFP.

Ainsi, les financements obtenus auprès du FEI ont conduit à débuter un chantier - doublement des liaisons 30 kV dans la vallée de la Papenoo - qui, certes, sert la transition énergétique mais qui ne constituait pas une priorité pour le bouclage nord.

A l'inverse, pour des raisons purement financières, l'amélioration du jeu de barres 30 kV au poste de Tipaerui, essentiel à la sécurisation de Papeete, a été repoussée au-delà de 2022.

Au final, la sécurisation du réseau a, dans l'ensemble, progressé, quoique les améliorations décisives ne soient pas encore intervenues, ce qui continue à conférer au réseau une persistante fragilité.

2.2 La réécriture des relations contractuelles

Pour donner réalité aux nouvelles missions de la TEP dans le système électrique, les contrats de sous-traitance signés en 2012 et la délégation de service public doivent être, peu ou prou, adaptés.

Cette réécriture des relations contractuelles s'inscrit dans un contexte bien différent de celui de 1986.

Depuis, la loi organique n°2007-1719 du 7 décembre 2007 a précisé à l'article 28-1 que « *la Polynésie française fixe les règles applicables à la commande publique de la Polynésie et de ses établissements publics, dans le respect des principes de liberté d'accès, d'égalité de traitement des candidats, de transparence des procédures, d'efficacité de la commande publique et de bon emploi des deniers publics* »

En application, des règles de mise en concurrence ont été édictées par la collectivité de la Polynésie française concernant l'attribution des contrats de délégation et leur éventuelle modification. Des modalités inédites ont ainsi été instaurées par la loi du pays n°2009-21 du 7 décembre 2009.

Depuis, l'attribution des contrats et des délégations doivent, donc, obéir aux procédures de mise en concurrence, et leur résiliation, aux clauses résolutoires prévues dans les stipulations ainsi qu'au principe d'indemnisation.

2.2.1 La résiliation des contrats de sous-traitance

Les contrats comportent en règle générale des clauses résolutoires qui précisent l'indemnisation du cocontractant. Tel n'est pas le cas pour les contrats de sous-traitance passés par la TEP en 2012, avec EDT-ENGIE et MARAMA NUI.

Au demeurant, les règles que doivent suivre les contrats ne se limitent d'ailleurs pas aux clauses contractuelles, les modalités du droit de la commande publique applicables en Polynésie française s'y superposant.

2.2.1.1 Les contrats de sous-traitance

En mai 2012, la TEP et ses sous-traitants dans le cadre des contrats d'exploitation délégués antérieurement signés, ont convenu de passer à nouveau contrat avec EDT-ENGIE pour assurer, pour le compte de la TEP, la conduite, l'exploitation, la maintenance et fixer les conditions de rémunération de la TEP. Une démarche similaire a été entreprise avec MARAMA NUI concernant le régime des pertes de transport facturées[45].

Ces clauses contractuelles comportent encore quelques particularités en défaveur de la TEP. Ainsi, la rémunération de la TEP reste toujours en relation indirecte avec le service rendu, le transport de l'électricité ; au surplus, le mode de comptage annule les pertes du réseau de distribution.

A l'inverse, il a été stipulé que tous ces contrats formaient un ensemble économique cohérent et que la dénonciation de l'un constituait pour les autres un motif légitime de rompre tout ou partie des contrats.

Ainsi, la remise en cause par la TEP d'un élément de ces contrats entrainerait ipso facto la naissance d'un motif légitime de rupture totale ou partielle pour le cocontractant. Cette éventualité n'a, à ce jour, pas été envisagée par l'actuelle direction générale de la société.

Ces contrats n'ont pas été mis en concurrence. Ils n'ont pas fait l'objet de publicité et ont été négociés de gré à gré.

Cette méthode est critiquable en tant qu'elle s'écarte du principe d'impartialité et de bonne gestion que constitue la mise en concurrence systématique des prestataires.

2.2.1.2 L'indemnisation à prévoir

Toute rupture de contrat est cause d'indemnisation du cocontractant sauf à établir sa défaillance.

La durée des contrats est de 6 ans, renouvelable. Le terme convenu est donc 2018.

Dans les contrats signés en 2012, aucune clause spécifique n'est consacrée à l'indemnisation du cocontractant. En revanche, la légitimité de l'éviction du cocontractant du fait de l'intervention d'un texte législatif ou réglementaire a fait l'objet d'une mention expresse.

Rien dans le contrat ne stipule un régime spécifique d'indemnisation. Dans ces conditions, ce sont les années restantes à courir du contrat et le dédommagement des investissements du cocontractant qui servent comme principe de base à la fixation du montant de l'indemnisation due.

Cette absence de clause indemnitaire est pour la TEP une charge financière latente dans la mesure où elle n'a pas négocié en amont de la signature du contrat une clause plus favorable.

Ainsi, sur la base des coûts exposés dans les premières années des contrats, ce coût peut être évalué en 2016 à environ 160 MF CFP.

---

[45] Le productible injectée par MARAMA NUI est soustrait de l'énergie restituée par la TEP à EDT-ENGIE.

2.2.2 *Les modifications de la délégation du service public*

En application de l'article 28-1 de la loi statutaire précité, la collectivité s'est dotée d'un cadre réglementaire modernisé en matière de dévolution des délégations de service public.

La loi du pays n° 2009-21 du 7 décembre 2009 déjà ci-dessus citée, a ainsi posé les règles applicables à la délégation de service public en Polynésie française.

La passation des délégations de service public et le contrôle du délégataire sont désormais encadrés.

Le principe de la délégation doit être voté par le conseil des ministres ; la publicité et la sélection des candidatures sont organisées ; la négociation finale avec les candidats sélectionnés est de droit, le choix définitif restant au conseil des ministres.

En outre, la durée des concessions est limitée. Elle doit être au plus proportionnelle aux prestations demandées.

Le tarif à la charge des usagers est fixé par le contrat, et son montant représente la contrepartie du service rendu à l'usager.

Concernant les délégations en cours, les modalités concernant la durée, la modification de l'objet de la convention sont soumises à une procédure d'avis préalable de la commission de délégation de service public[46].

L'adaptation de la délégation du service public du transport d'électricité (HT) s'inscrit donc désormais dans un cadre réglementaire renouvelé, plus exigeant.

Dès lors, toute stratégie qui ne prendrait que partiellement en compte ce nouveau cadre, aboutit à minimiser les conséquences liées aux modifications introduites, ou à introduire, dans le contrat de délégation liant la TEP à la collectivité de la Polynésie française.

En particulier, se trouve ainsi reléguer au second plan l'obligation de mise en compétition en cas de modifications en tablant sur le fait qu'il s'agit de modifications importantes mais qui ne seraient pas, au sens juridique du terme, substantielles.

2.2.2.1 Une analyse éludée

La loi du pays du 7 décembre 2009 précitée a consacré une approche quantitative de la légalité des avenants.

Elle a précisé, à l'instar de l'article L1411-6 du CGCT, que si la modification entraine une augmentation globale de plus de 5%, seule ou en cumulé, elle est soumise pour avis à la commission de délégation du service public.

Cet avis est ensuite soumis à la décision finale du conseil des ministres alors que l'article 1411-6 du CGCT le soumet à l'arbitrage de l'assemblée délibérante.

La question de la légalité des avenants est objectivement un sujet délicat, car elle ne peut être limitée à la lecture littérale des dispositions réglementaires.

Aussi, faute de disposer de textes législatifs ou réglementaires plus précis, la jurisprudence administrative a posé, en ce domaine délicat, quelques principes.

[46] Articles LP 8 et 9 : la commission est présidée par le ministre en charge du secteur.

Ainsi, un avis du conseil d'Etat du 9 avril 2005 a indiqué qu'un avenant ne pouvait modifier substantiellement l'un des éléments essentiels de la délégation, tels que la durée ou le volume des investissements mis à la charge du délégataire. Puis, la cour administrative d'appel de Paris, dans un arrêt du 9 mai 2012, SECOSUD[47], a précisé qu'une modification touchant l'objet, la durée, le volume des investissements, la nature des prestations et le prix devaient être considérés comme une modification substantielle d'un élément essentiel.

Selon la jurisprudence[48], la légalité d'un avenant doit aussi être appréciée selon qu'il bouleverse globalement ou non la délégation et ce, non seulement dans une optique quantitative et financière, comme en matière de marché public.

Dès lors, il convient de considérer qu'une modification est substantielle lorsqu'elle rend les caractéristiques de la concession substantiellement différentes des dispositions contractuelles initiales.

Or, les nouvelles missions de la TEP affectent, avec plus ou moins d'intensité, plusieurs dispositions contractuelles.

L'abandon de la sous-traitance, pour capital qu'il soit, ne peut pas, à coup sûr, être considéré comme une modification substantielle dans la mesure où il peut correspondre à un simple changement du mode de réalisation de l'objet de la concession à savoir le transport d'énergie électrique.

En revanche, la rémunération du concessionnaire parait substantiellement modifiée. Dans le dispositif actuel elle est calculée par le distributeur à partir des kW consommés. Désormais, en lien avec le rôle phare que doit à l'avenir jouer la TEP, l'assiette est modifiée, les kW transportés étant substitués aux kW consommés.

De même, la fin de la caducité, qui doit être acté prochainement dans le contrat[49], impacte directement l'article 26 du cahier des charges, en modifiant le calcul de l'indemnisation en fin de concession.

Enfin, l'instauration de la TEP en qualité d'acheteur unique, en lieu et place d'EDT-ENGIE, affecte directement la délégation de service public, en ajoutant une fonction à l'existant.

Dans ces conditions, les modifications projetées peuvent être regardées comme des modifications substantielles en raison du bouleversement qualitatif global qu'elles opèrent. Dès lors, elles ne semblent pas pouvoir suivre la voie des avenants.

Aussi les positions de la TEP, telles qu'elles ont pu être comprises en cours d'instruction ou telles qu'elles découlent de la place réservée à la société d'économie mixte dans le plan de transition énergétique (2015-2030), comportent-elle un risque latent.

En raison des motifs évoqués ci-dessus, le principe de la mutation du contrat ne peut pas justifier pareilles modifications. Or, la TEP n'envisage pas le lancement d'une compétition comme préalable à l'exercice de ses nouvelles missions.

Cette attitude conduit la société à ne pas analyser les conséquences financières de la fin prématurée du contrat.

Ainsi dans les projets de la TEP, nulle part n'est abordée la question de la fin de la concession[50] et de ses conséquences financières.

---

[47] Confirmé par l'arrêt n°361607 du Conseil d'Etat du 13 juillet 2013.

[48] CCA Paris n° 06PA02278 du 17 avril 2007.

[49] A la suite de la décision du conseil d'administration du 27 septembre 2016.

[50] Le rachat de la concession par la collectivité n'était possible selon le contrat que jusqu'en 2013.

La TEP table sur la poursuite de la DSP jusqu'à son terme naturel, 2027 avec mise en jeu, le cas échéant de la clause de prorogation automatique de 20 ans activable en 2022, en l'absence de reprise de la concession par la Polynésie française. Ces clauses auraient donc pour effet de porter la durée de la concession à près de 60 ans, sans mise en concurrence.

En fait, TEP considère, à tort selon la chambre territoriale des comptes, et évidemment sous réserve de l'appréciation souveraine du juge administratif, qu'il n'y a nul besoin d'introduire des modifications pour élargir le champ d'action de la société, parce qu'il ne s'agit que de mettre fin à la sous-traitance à EDT-ENGIE. Concernant les avenants nécessaires à la mise en place de la nouvelle TEP, acheteur unique et gestionnaire de réseau, ceux-ci ne modifieront pas selon la société substantiellement la délégation dans ses éléments essentiels.

L'abréviation de la concession n'est donc pas étudiée, ni ses conséquences financières, évoquées, même si celles-ci n'engageraient que la collectivité de la Polynésie française.

2.2.2.2 Une nouvelle délégation de service public parait hautement probable

Cette éventualité parait, en fonction des projets relatifs à la TEP, presqu'inévitable. Et, à mesure que les modifications envisagées seront introduites, la question du lancement d'une nouvelle délégation se posera avec plus d'évidence.

Le cadre réglementaire en Polynésie française soumet tout projet d'avenant entrainant une augmentation de plus de 5% à l'arbitrage final du conseil des ministres, après avis de la commission de délégation du service public.

L'impossibilité de modifier la délégation par voie d'avenants a en outre pour seule conséquence de recourir à une nouvelle mise en compétition, en observant les règles définies par la loi du pays du 7 décembre précitée.

Paradoxalement, ces dispositions rendent encore plus sensible la question des modifications. En effet, l'analyse de l'importance de la modification est par l'effet de ce texte, cantonnée aux seuls aspects quantitatifs, méthode utilisée pour les marchés publics, mais abandonnée pour les délégations de service public.

Le lancement d'une nouvelle DSP requiert, pour être efficace, des travaux préparatoires qui dans le cas de la TEP nécessitent du temps, notamment celui nécessaire à l'achèvement des travaux d'inventaire.

En effet, si la connaissance de l'état de la concession a progressé depuis quelques années, les travaux d'inventaire restent encore à finaliser.

Au total, les problèmes posés par l'impact des modifications apportées aux dispositions contractuelles initiales méritent que la TEP les considère avec toute l'attention requise, car elles sont lourdes de conséquences financières susceptibles d'affecter la société et son actionnaire majoritaire public.

Par ailleurs, le recours à brève échéance à une mise en compétition, outre les raisons juridiques sus évoquées, parait aussi être justifié par la promotion de la concurrence, maintes fois revendiquées, dans la nouvelle donne énergétique.

Et si l'éclosion du nouveau rôle de la TEP est le levier qui doit permettre de relancer la concurrence dans le secteur électrique, repousser au mieux à dix ans la mise en compétition entre en contradiction avec la logique première de la réforme du système électrique, celle de la promotion de la concurrence.

C'est pourquoi le lancement d'une nouvelle délégation parait aussi inévitable qu'indispensable à la réforme globale.

En définitive, tous ces défis, malgré leur difficulté, sont relevables s'ils font l'objet d'un traitement méthodique et programmé, complété par une allocation de moyens supplémentaires afin d'aider au financement de la mutation.

3 Une situation financière contrainte

Depuis plusieurs années, la situation s'est dégradée : le tarif n'a plus couvert les charges du service. La situation est devenue complexe.

Car, outre le rétablissement de l'équilibre comptable, la TEP a besoin à très court terme de trésorerie pour financer le développement des investissements qui lui sont absolument nécessaires. De surcroit, les économies, qu'une gestion plus rigoureuse pourrait dégager, ne sauraient être suffisantes.

Seules des mesures structurelles comme notamment la suppression des amortissements de caducité ou la hausse de la redevance paraissent appropriées.

Ces deux mesures, l'une rétablissant les comptes, l'autre améliorant la capacité de financement, ont en réalité des effets complémentaires.

De fait, sans un ajustement tarifaire, le développement de la TEP est compromis ; et différer encore le rétablissement de la couverture des charges par le tarif entre en conflit avec la volonté d'ériger sous peu la TEP en pilote indépendant du système électrique, en la privant des moyens financiers de son développement et de son indépendance.

Dans ces conditions, l'assainissement financier échappe paradoxalement au management de la TEP, sauf pour la part marginale que représentent en l'espèce les économies générées par de meilleures pratiques de gestion.

3.1 Des comptes rétablis par convention

Les derniers comptes approuvés par l'assemblée générale sont ceux de 2015 : assemblée générale ordinaire du 24 juin 2016.

Les comptes de la TEP ont été, conformément aux statuts de la société, certifiés dans le cadre d'un audit légal.

Depuis 2007, le commissariat aux comptes a été assuré par KPMG et BDO et par KPMG et Crowe Horwath Audit depuis 2015. Au surplus, les comptes sont révisés chaque année par un expert-comptable[51]qui dresse en fin d'exercice les comptes de synthèse et la liasse fiscale.

[51] Audit Pacific depuis 2012.

Au cours de la période sous revue, aucune erreur significative n'a été relevée par les commissaires aux comptes (CAC)[52].

Les comptes ont, chaque année, été certifiés et déclarés réguliers et sincères, sans aucune réserve sauf en 2011.

La certification des comptes de cet exercice a en effet donné lieu à une réserve sur la valorisation d'une participation :

« Votre société a acquis en juin 2007 les titres de la S.N.C. TECHNIMETAL pour un montant total de 129.947.100 F.CFP. Une étude sur la valorisation des actifs détenus par la SNC TECHNIMETAL a été réalisée en juin 2007 par un expert immobilier. L'estimation de la valeur vénale était alors de 165.568.000F.CFP (...). L'étude mentionnée ci-dessus n'a cependant pas été remise à jour depuis 2007 et on peut s'interroger sur sa validité compte tenu de l'évolution récente du marché immobilier et du vieillissement des investissements en cinq ans. Il existe par ailleurs une incertitude juridique concernant la pérennité du bail du terrain sur lequel figure les constructions. En conséquence, nous ne sommes pas en mesure de valider la valeur de ces actifs qui doivent faire l'objet d'une nouvelle évaluation. »

Cette réserve a été levée dès 2012 grâce à une nouvelle évaluation des actifs de la SNC qui a abouti dans les comptes 2012 à la constitution d'une provision pour dépréciation des titres de 14,5 MF CFP.

A titre accessoire, la chambre a constaté que, suite à ses observations, la redevance domaniale a bien été acquittée par la TEP pour un montant de 19 106 36 F CFP, mais a été traitée comme un bien amortissable[53], alors qu'il s'agit d'une charge d'exploitation à étaler sur plusieurs exercices.

Toutefois, il n'y a pas lieu, sur la base d'erreurs significatives décelées dans les comptes transmis, de remettre en cause la fiabilité des comptes de la TEP.

A la lumière de ceux-ci, la situation financière de la TEP se dégrade.

En 2015, pour la deuxième année consécutive, les comptes de la TEP ont été déficitaires, laissant la société sans réelle capacité de financer son développement.

Aussi les allégements de charges envisagés, notamment la fin des amortissements de caducité, n'apportent-t-ils qu'une réponse partielle aux problèmes financiers de la TEP, en rétablissant l'équilibre comptable en fin d'exercice sans que les capacités de financement soient confortées à la hauteur des besoins.

3.1.1 Une dégradation des résultats d'exploitation

Les comptes de résultat, de 2010 à 2015, reflètent une situation financière qui se dégrade.

[52] KPMG et Crowe Horwath Audit depuis 2015.

[53] Amortis pour 10 099 027 F CFP en 2015.

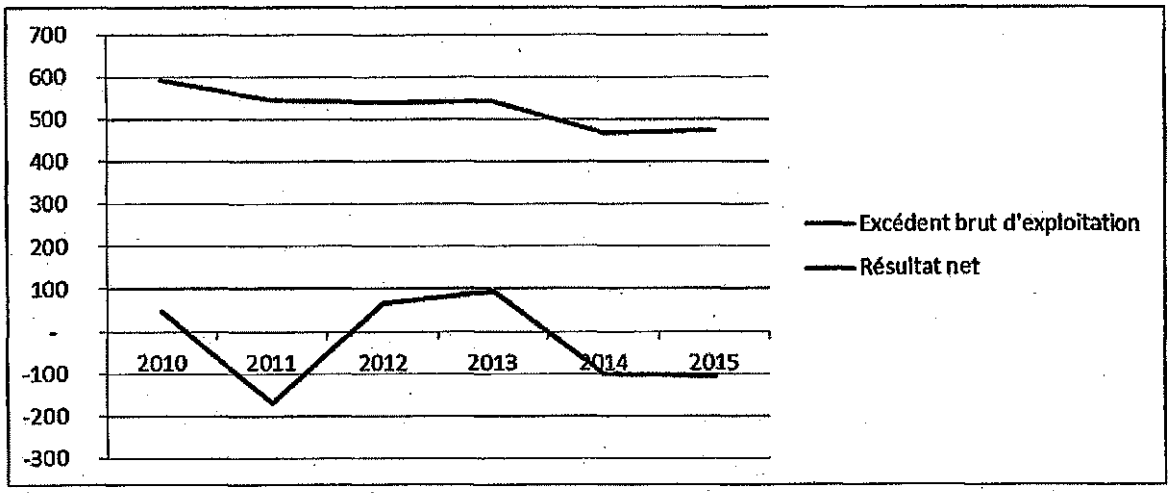
Soldes intermédiaires de gestion, en MF CFP :

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Redevance	995	956	942	912	910	908
Reprise sur provision et transfert de charges	0	0	1	1	1	2
Autres produits	218	18	30	140	50	30
+ Produits d'exploitation	**1 213**	**975**	**974**	**1 052**	**961**	**940**
Pertes sur énergie	102	81	71	63	65	61
Autres achats et charges externes	430	231	223	305	275	260
Impôts, taxes et versements assimilés	6	6	21	14	15	14
Charges de personnel	84	110	118	128	138	134
Autres charges d'exploitation						
- Charges d'exploitation	**621**	**428**	**433**	**510**	**493**	**468**
= Excédent brut d'exploitation	**592**	**546**	**541**	**542**	**468**	**472**
Amort. des biens concédés et non concédés	162	157	142	140	139	142
Amortissements de caducité	282	304	348	345	348	353
Provisions pour renouvellement	39	41	33	32	32	32
Autres provisions		2	1	1	2	9
- Dotations aux amort. et provisions	**483**	**504**	**525**	**518**	**520**	**537**
= Résultat brut d'exploitation	**109**	**42**	**16**	**24**	**- 52**	**- 65**
+ Produits financiers	1	22	1	3	5	2
- Intérêts sur emprunts et charges assimilées	- 33	- 53	- 61	- 67	- 63	- 55
+ Résultat financier	**- 33**	**- 31**	**- 60**	**- 63**	**- 58**	**- 54**
= Résultat brut courant	**76**	**12**	**- 44**	**- 39**	**- 110**	**- 118**
+ Cession d'éléments d'actif	428	1 646	22	0	0	5
+ Reprise sur amortissements et provisions	157	178	219	69	3	15
+ Autres produits exceptionnels	0	10	4	137	30	1
- Valeur nette comptable éléments d'actif cédés	- 428	- 1 646	- 52	-	-	- 5
- Dotations aux amort. et provisions	- 167	- 262	- 32	- 66	- 12	-
- Autres charges exceptionnelles	- 6	- 105	- 50	- 2	- 5	- 0
+ Résultat exceptionnel	**- 15**	**- 179**	**112**	**138**	**16**	**16**
= Résultat avant impôts	**61**	**- 167**	**68**	**99**	**- 95**	**- 102**
- Impôts	13	2	2	4	4	4
= Résultat net	**48**	**- 170**	**65**	**95**	**- 99**	**- 106**

Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP

Le premier signe de dégradation est apporté, comme le montre le graphe ci-dessous, par la contraction de l'excédent brut d'exploitation (EBE) de plus de 100 MF CFP. Il correspond à une réduction d'environ 20% de la valeur de l'EBE entre 2010 et 2015, celui-ci passant de 592 MF CFP à 472 MF CFP en 2015.

Evolution de l'EBE et du résultat net, en MF CFP :



Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP.

Le second réside dans l'apparition à partir de 2012 de résultat brut courant de plus en plus négatif, - 44 MF CFP en 2012, -110 en 2014, - 118 MF CFP en 2015.

Et enfin, les résultats nets, creusés en 2010 et 2011 par des opérations exceptionnelles déficitaires, ont été négatifs à trois reprises entre 2010 et 2015 : de la façon la plus prononcée en 2011, -170 MF CFP, puis de manière récurrente, en 2014 et en 2015, -99 MF CFP et -106 MF CFP.

Ainsi, la TEP est passée d'une situation d'équilibre, 48 MF CFP en 2010, à une situation dégradée en 2015, -106 MF CFP.

3.1.1.1 La diminution des produits courants

Sauf en 2010 et 2013, années où la TEP a facturé des travaux pour le compte de tiers, entre 95 et 97% des produits courants sont constitués des redevances que l'entreprise perçoit sur les kWh qui transitent sur son réseau.

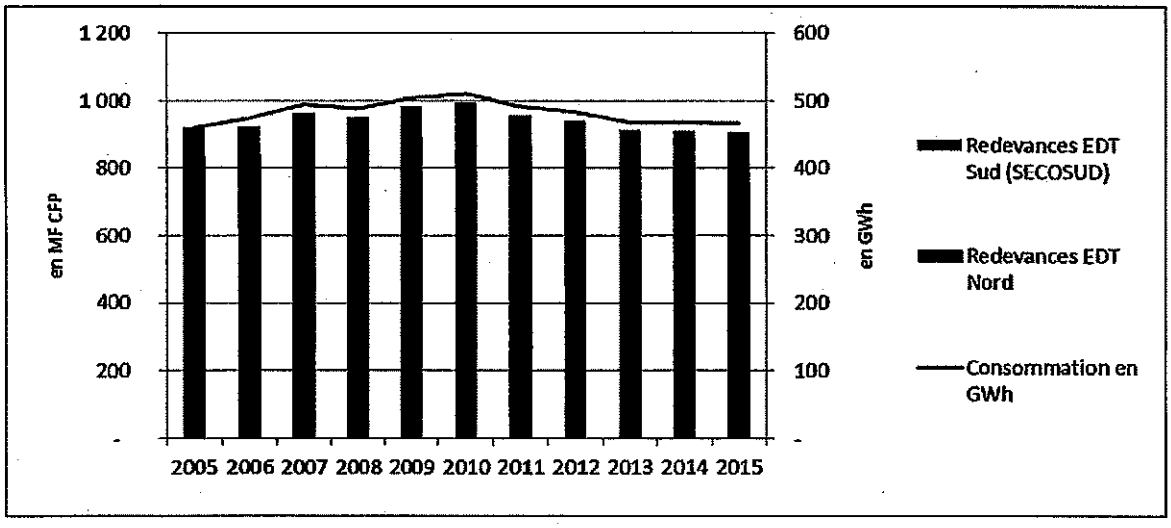
La dynamique à l'origine de la dégradation des résultats est à rechercher dans la diminution de 22% des produits courants, qui sont passés de 1 213 MF CFP à 940 MF CFP.

La forte réduction de ces produits est, elle-même, liée à la baisse du produit de la redevance, dont la cause résulte de la diminution tendancielle de la consommation d'électricité, sur laquelle est assise la rémunération de la TEP.

La TEP est donc confrontée à la diminution constante de sa rémunération. D'abord au niveau du montant de la redevance transport, qui est fixée à 1,95 F CFP du kWh transporté depuis 2005, au lieu de 2,45 F auparavant. Ensuite, en raison de la baisse de la consommation électrique depuis 2010, année où la tendance à la hausse s'est inversée avec la crise économique en Polynésie française. En 2015, la consommation électrique est en effet seulement revenue au niveau qu'elle avait atteint en 2005, soit 466 gigawatt heure (460 GWh en 2005), après avoir atteint un maximum en 2010 à 510 gigawatt heure.

Il en ait résulté une diminution constante de la rémunération de la TEP depuis 2010. Le produit des redevances est ainsi passé de 995 MF CFP en 2010 à 908 MF CFP en 2015.

Consommation électrique en gigawatt heure (GWh) et produit de la redevance en MF CFP :



Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP.

3.1.1.2 La quasi-stagnation des charges courantes

Isolément, les dépenses courantes ont cependant connu des évolutions très contrastées.

Ainsi, les pertes sur énergie[54] ont été en diminution, à raison de la quantité d'hydroélectricité produite, de la consommation électrique, du degré d'humidité de l'air et de la qualité des installations. Ces pertes sont passées de 102 MF CFP en 2010 à 61 MF CFP en 2015 soit une diminution de 40% sans que l'on puisse préjuger du caractère durable de cette baisse.

Les autres achats et charges externes n'ont pas connu d'évolution à la hausse significative.

Et à l'exception de 2010 et 2013, années où des dépenses importantes ont été engagées en raison de travaux pour tiers réalisés et facturés dans l'année, ces charges se sont situées entre 220 et 275 MF CFP par an.

Détail des charges courantes, en MF CFP :

en MF CFP	2010	2011	2012	2013	2014	2015	*moyenne 2010-2015*
Pertes sur énergie	102	81	71	63	65	61	*74*
Autres achats et charges externes	430	231	223	305	275	260	*287*
Impôts, taxes et versements assimilés	6	6	21	14	15	14	*13*
Charges de personnel	84	110	118	128	138	134	*118*
Intérêts sur emprunts et charges assimilées	33	53	61	67	63	55	*55*
Dotations aux amortissements et aux provisions	483	504	525	518	520	537	*515*
= Charges courantes	1 137	985	1 018	1 095	1 077	1 060	*1 062*

Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP

En revanche, les charges de personnel sont en forte augmentation, près de 60%, entre 2010 et 2015. Elles sont passées de 84 MF CFP à 134 MF CFP en raison du doublement des effectifs salariés, de 9 en 2010 à 18 en 2015.

En 2015, la masse salariale représente déjà près de 30% des charges d'exploitation alors qu'elle n'en consommait que 14% en 2010. Cette progression de la masse salariale est une tendance lourde du développement de la TEP, notamment dans le cadre de l'extension de ses missions.

En revanche, les charges d'intérêts sur emprunt ont baissé. Elles étaient de 33 MF CFP en 2010, puis, ont connu un maximum en 2013, 67 MF CFP, et sont revenues à 55 MF CFP en 2015.

Le profil d'extinction de la dette de la TEP montre qu'il s'agit d'une dette mature, dont près des deux tiers est remboursable dans les 5 ans[55]. Aussi, le niveau des intérêts sur emprunts en 2015 a-t-il un caractère durable à l'horizon de 5 ans.

Enfin, les dotations aux amortissements et aux provisions ont représenté chaque année environ 50% des charges courantes.

Entre 2010 et 2015, leur montant important a augmenté de 11% : 483 MF CFP en 2010, 537 MF CFP en 2015.

---

[54] Pertes occasionnées par le transport de l'électricité (effet joule), payées par la TEP à la société MARAMA NUI suivant le contrat n°272/C/12 du 31/05/2012.

[55] 58% est remboursable entre un an et moins de 5 ans et 27% à plus de 5 ans.

Dotations aux amortissements, en MF CFP :

en MF CFP	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Amortissement immobilisations incorporelles	2	4	1	0	0	0
Amort. Immo. Corporelles du concessionnaire	14	14	15	17	17	20
Amort. Immo. Concédées	146	139	126	123	122	122
Amortissement de caducité	282	304	348	345	348	353
Provisions pour risques et charges	40	44	34	33	34	41
= Dotations aux amort. et aux provisions	**483**	**504**	**525**	**518**	**520**	**537**

Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP

Ces montants élevés tiennent au fait que la TEP est une concession.

Les immobilisations doivent donc être classées en biens de retour (en concession) ou en biens du concessionnaire (hors concession).

Plusieurs types d'amortissement peuvent être pratiqués sur l'ensemble de ces biens : un amortissement technique, destiné à couvrir la dépréciation du bien et son renouvellement à terme ; un amortissement de caducité[56], voué à la reconstitution des capitaux investis et une provision pour renouvellement des biens de retour.

Conformément aux termes du contrat de concession, la TEP a été tenue de pratiquer les trois types d'amortissement.

Ainsi, les amortissements techniques ont été complétés par des provisions pour renouvellement[57] lorsque la durée de vie de l'immobilisation est inférieure à la durée du contrat.

En 2012, le conseil d'administration de la TEP a réduit le montant des dotations annuelles de 1% de la valeur actualisée des biens fixé en 1997, à 0,8%. Son montant annuel était de 39 MF CFP en 2010 et de 32 MF CFP en 2015.

La TEP a aussi eu recours à la caducité.

La dotation aux amortissements de caducité est passée de 282 MF CFP en 2010 à 353 MF CFP en 2015, en augmentation de 25% sur la période.

Cette dotation a été bien supérieure aux deux autres dotations et provisions. Elle représentait en 2010 58% des dotations, et 66% en 2015. Rapporté aux charges courantes, son poids n'a donc cessé de progresser et a fini par représenter un tiers des charges courantes en 2015.

Au total, entre 2010 et 2015, les charges courantes ont légèrement diminué, -6,8%. En moyenne elles ont été de 1,06 milliards de F CFP, montant identique à la valeur de 2015, confirmant ainsi la quasi-stagnation qu'ont connu les charges.

3.1.2 Des résultats déficitaires rétablis par convention

Sans la suppression de la dotation de caducité, les comptes 2016 auraient été, comme ceux des deux exercices précédents, déficitaires.

La TEP a décidé d'utiliser la possibilité offerte par la loi du pays n°2015-17 du 23 décembre 2015 de supprimer la caducité et d'effectuer la reprise des dotations déjà versées.

---

[56] L'amortissement de caducité a pour objectif d'assurer la récupération des investissements du concessionnaire sur un bien de retour qui, par définition, doit être remis gratuitement au concédant en fin de concession.

[57] Ces provisions correspondent à la différence entre le coût estimé de remplacement d'une immobilisation et le coût d'origine du bien.

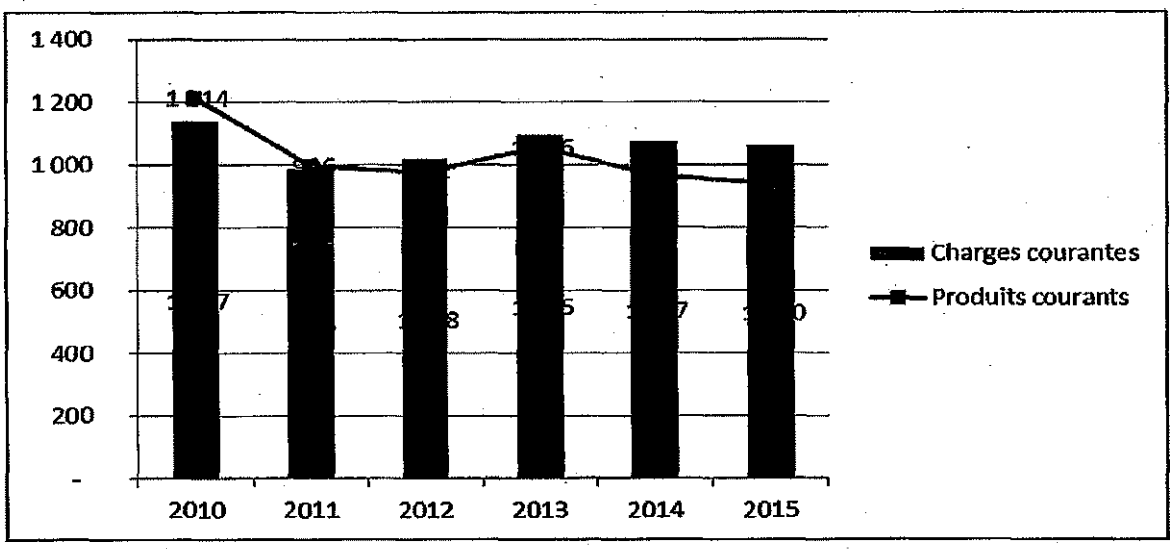
3.1.2.1 Des résultats déficitaires

Tendanciellement, la baisse des recettes n'a donc pas été corrélée avec une réduction similaire des charges courantes[58].

Il en est résulté que la TEP ne parvient plus à équilibrer son activité avec le produit de la redevance.

Ainsi l'effet de ciseau constaté entre la diminution des produits courants et le maintien des charges de même nature s'est traduit par des résultats courants négatifs depuis 2012.

Couverture produits courants – charges courantes, en MF CFP :



Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP.

Le tableau ci-après illustre l'incapacité de la TEP à secréter un revenu grâce à son activité, sauf lorsque le résultat exceptionnel est positif.

A deux reprises, les résultats exceptionnels ont permis à la TEP d'afficher des résultats nets positifs :

- en 2012, grâce essentiellement à des reprises sur dotations exceptionnelles ;
- en 2013, grâce au boni de fusion des deux sociétés absorbées par la TEP[59] : la SCI TAURAHEA-TIAHONO et la SNC TECHNIMETAL.

Résultats nets, en MF CFP :

en MF CFP	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Résultat brut courant	76	12	- 44	- 39	- 110	- 118
Résultat exceptionnel	- 15	- 179	112	138	16	16
Impôts	- 13	- 2	- 2	- 4	- 4	- 4
= Résultat net	**48**	**- 170**	**65**	**95**	**- 99**	**- 106**

Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP

[58] Ensemble des charges hors résultat exceptionnel et impôt sur les bénéfices.

[59] Dont la TEP était associée unique.

Mais des opérations exceptionnelles d'une ampleur suffisante n'ont pu être reproduites en 2014 et 2015.

Aussi la TEP a-t- elle été mise en situation de résultats déficitaires récurrents, à l'image de ses résultats courants.

3.1.2.2 Rétablissement des comptes par convention

De nouvelles dispositions fiscales[60] ont donné la possibilité aux entreprises concessionnaires du secteur de l'énergie de renoncer, sur option, à l'obligation contractuelle de procéder à l'amortissement de caducité. En contrepartie, la Polynésie française s'est engagée à verser une indemnité de fin de contrat égale à la valeur nette comptable des éléments d'actif correspondant aux biens de retour.

Le conseil d'administration de la TEP du 27 septembre 2016 a validé à l'unanimité ce principe et a mandaté son directeur général pour qu'il exerce cette option auprès de la Direction des impôts et des contributions publiques.

Comptablement, plusieurs incidences en découlent :

- poursuite de la dotation technique pour les biens dont la fin de vie est attendue avant la fin de la concession ;
- fin de la dotation de caducité, remplacé par une dotation technique calculée sur la durée de vie normale d'utilisation ;
- reprise de la provision de caducité de façon linéaire jusqu'à la fin de la concession, déduction faite de la part de ces amortissements transférés aux amortissements techniques ;
- poursuite de la dotation de renouvellement.

Une étude[61] a, sur demande de la TEP, chiffré l'incidence sur le résultat de l'entreprise en 2015.

Il en résulterait une amélioration dès la première année de 337 MF CFP décomposé comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Incidence de l'abandon de caducité sur les comptes, en MF CFP :

en MF CFP	Avec caducité	Sans caducité	Variations
Amortissements techniques	132	390	
Amortissements de caducité	353	-	
Provision pour renouvellement	32	32	
= charges	**517**	**422**	**- 95**
Reprise sur provision de caducité	-	242	
= produits	**-**	**242**	**242**
= Solde	**- 517**	**- 180**	**337**

Source : TEP - cabinet BDO

[60] La loi du pays n° 2015-17 du 23 décembre 2015 portant modification du code des impôts.
[61] Cabinet d'expertise comptable BDO.

Ainsi, les dotations annuelles aux amortissements et à la provision pour renouvellement seraient en diminution de 95 MF CFP. A ces charges en diminution, s'ajouterait l'avantage de la reprise sur la fraction de la provision de caducité réintégrée linéairement jusqu'à la fin de la concession, soit près de 242 MF CFP par an.

Au total, ce jeu d'écritures permettrait à la TEP d'afficher immédiatement un résultat net en forte amélioration : appliqué aux comptes financiers de 2015, celui-ci passerait d'une situation déficitaire (-106 MF CFP) à une situation équilibrée (231 MF CFP).

Il convient cependant de rappeler qu'il s'agit d'une modification des charges calculées, sans effet sur le cash-flow de l'entreprise.

Par ailleurs, les biens de retour n'étant plus totalement amortis en fin de concession, l'indemnité de fin de contrat correspondant à la valeur nette comptable de ces éléments d'actif pourrait atteindre près de 3 milliards de F CFP par rapport à l'actif de la TEP en 2015.

3.2 Des besoins de financement en émergence

Le nouveau rôle assigné à la TEP, véritable gestionnaire du réseau de transport, implique nécessairement une croissance des charges, notamment concernant le personnel, et la mise en œuvre d'un plan d'investissement afin de sécuriser son réseau.

Or la capacité de financement disponible reste limitée, laissant des besoins de financement non couverts.

En l'état, la TEP ne peut pas financer seule son développement.

3.2.1 Des charges en croissance

3.2.1.1 Un élargissement du périmètre de charges courantes

La mise œuvre effective de la compétence de la TEP en matière de dispatching et de conduite de réseau devrait se traduire en première analyse par un dynamisme des charges de personnel.

Cette dynamique, déjà relevée sur la période actuelle, devrait s'accélérer.

En 2005, la TEP ne comptait que 7 agents dont 3 cadres ; en 2015, ses effectifs sont passés à 17 agents dont 9 cadres.

La reprise du rôle de dispatcheur et de conduite de réseau au sein de l'entreprise nécessiterait, selon une première estimation contestée par la direction générale, l'embauche de 15 techniciens et de 5 ingénieurs. Dans sa réponse aux observations provisoires, la direction générale estime, d'après des études en cours, les besoins à trois fois moins. En tout état de cause, le nombre des agents doit a minima tenir compte de la permanence des fonctions, le dispatching devant être assuré 24h sur 24, par des équipes tournantes.

Pour assurer cette nouvelle fonction, la TEP ne peut espérer s'appuyer sur un transfert des hommes et des compétences déjà existantes au sein d'EDT-ENGIE. En effet, EDT-ENGIE devra maintenir ses équipes sur le dispatching de la distribution, conformément à la concession de distribution.

La TEP sera donc probablement dans l'obligation de former des compétences[62] ou, comme elle le reconnait, de rechercher celles-ci à l'extérieur.

Quoi qu'il en soit, le processus sera long et coûteux. Probablement bien plus coûteux que les prestations de conduite, d'exploitation et de maintenance des réseaux de transport assurées actuellement par EDT-ENGIE pour le compte de la TEP pour un montant total de 81 MF CFP en 2015, dont 54 MF CFP de charges de personnel.

Le rôle élargi de la TEP devrait également se traduire par la mise en place de nouveaux services ou à tout le moins par le renforcement de la gestion administrative de l'entreprise.

Par exemple, pour assumer son rôle d'acheteur-vendeur unique, la TEP devra mettre en place une fonction commerciale convenablement dimensionnée. Certes, 70% des achats d'énergie devraient se faire auprès d'EDT-ENGIE, mais 30% devraient l'être auprès de nombreux opérateurs, à commencer par Marama Nui...

De même, les flux financiers seront multipliés par un facteur supérieur à 10, nécessitant la monté en puissance de la fonction financière. Une première analyse de la direction de la TEP a estimé le montant des achats d'énergie à 10 milliards de F CFP par an et la revente à 14 milliards de F CFP. Les masses financières en jeux nécessiteront une gestion de trésorerie fine, quasi quotidienne, et la négociation de facilité de trésorerie avec les banques.

Tous ces éléments se traduiront par une pression à la hausse des charges supportées par la TEP, notamment de la masse salariale, ou son équivalent en prestations sous-traitées, qui pourrait plus que doubler sur une période très courte.

3.2.1.2 De nouveaux investissements

Le plan de transition énergétique voulu par la collectivité impose à la TEP de se lancer dans une nouvelle phase de développement de son réseau de transport.

Il s'agit en particulier de sécuriser le réseau par son bouclage et de procéder à l'amélioration des équipements existant à l'occasion de leurs renouvellements.

Le projet de bouclage du réseau de transport date de 2006, mais il a été remis au cœur de la stratégie portée par le plan de transition.

Il doit permettre deux avancées.

D'une part, la sécurisation de l'alimentation en électricité de la zone urbaine et d'autre part, l'augmentation de la capacité d'écoulement des énergies en provenance de la côte est de Tahiti, notamment les énergies vertes.

Que ce soit au titre du développement du réseau ou au titre du renouvellement de certain de ses équipements, le montant en jeu est très conséquent ; lors du dernier conseil d'administration du 27 septembre 2016, il a été chiffré à 9,926 milliards de F CFP[63].

Le tableau ci-dessous montre le phasage prévisionnel des investissements par grands programmes sur la période 2016 à 2027.

---

[62] 6 à 9 mois de formation nécessaire.

[63] Schéma directeur du réseau de transport de l'île de Tahiti, 16-09-2016.

Tableau de synthèse des investissements 2016-2027, en MF CFP :

	Montants totaux	Programmation 2016 à 2027							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 à 2027
Développement des postes sources	685						120		565
Capacité d'accueil des producteurs	1 141	36		250	560			70	225
Déploiement des télécommunications	95		25		70				-
Renouvellement du patrimoine	2 600	26	90		15	135	100	140	2 094
Sureté et sécurisation du réseau	4 515	10	1 180	1 135	1 210	360	310	310	-
Amélioration de la qualité	890								890
Investissements totaux	**9 926**	**72**	**1 295**	**1 385**	**1 855**	**495**	**530**	**520**	**3 774**
Investissements cumulés		*72*	*1 367*	*2 752*	*4 607*	*5 102*	*5 632*	*6 152*	*9 926*

Source : schéma directeur TEP

Le programme phare, le bouclage du réseau 90kV[64] indispensable à la sureté et la sécurisation du réseau, a été chiffré à 4,5 milliards de F CFP en 2016. Il était estimé à 4,7 milliards de F CFP en 2014. Cependant, le périmètre et le coût de certaines opérations de ce programme ont évolué entre 2014 et 2016, de sorte qu'il devient mal aisé de le comparer.

Ainsi le programme 2016 diffère de celui de 2014 essentiellement sur les points suivants :

- il intègre la construction d'un bâtiment administratif, futur siège social de la société, pour un montant de 365 MF CFP. Pour plus de clarté, cet investissement aurait pu être porté comme un programme spécifique ;
- le chiffrage de la liaison 90kV entre Papenoo aval et Faatautia est tombé à 1,5 milliard de F CFP contre 1,75 milliard de F CFP précédemment. Il repose cependant en 2016 sur une seule estimation issue de l'AVP (avant-projet), phase préalable à la constitution du dossier de consultation des entreprises (DCE) ;
- une partie des investissements prévus en 2014 ont déjà été lancés. C'est le cas du doublement du réseau de transport dans la vallée de la Papenoo. Cet investissement de 435 MF CFP a été lancé début 2016 grâce à un financement à hauteur de 240 MF CFP de la Polynésie française via le Fonds exceptionnel d'investissement 2015 (FEI)[65] ;
- il comprend une installation de stockage pour un montant de 100 MF CFP.

Quoiqu'il en soit, le phasage des opérations de bouclage du réseau laisse apparaitre une montée en puissance très rapide des investissements. La TEP prévoit en effet de réaliser près de 80% de la boucle nord en 3 ans, de 2017 à 2019.

Au total, 50% des investissements prévus à l'horizon 2027 devront être achevés en 2019, soit un investissement financier de 4,6 milliards de F CFP. Ces montants pourraient même être supérieurs puisqu'un certain nombre d'opérations, programmées après 2022 peuvent s'avérer nécessaires avant cette date. Il s'agit notamment des opérations de renouvellement estimées à 2,6 milliards de F CFP dont plusieurs pourraient être indispensables avant 2022.

[64] La boucle nord.

[65] Arrêté n°1135 CM du 11 août 2016 approuvant l'attribution d'une subvention d'investissement à la SEM TEP.

Sur le plan financier, la TEP compte sur un co-financement du contrat de projets à hauteur de 2,5 milliards de F CFP. Elle compte également présenter plusieurs projets en défiscalisation, sans que rien ne soit acté à ce jour, à l'exception du dossier poste 20 000 volts de VAIHIRIA[66] (70 MF CFP).

Le solde devra donc être financé sur fonds propres et par emprunts bancaires selon une répartition classique de 20/80.

Aussi, en 2019, c'est un cumul de près de 1,7 milliard de F CFP que la TEP aura dû lever auprès des banques, ce montant passant en 2022 à 2,9 milliards de F CFP[67].

3.2.2 Une capacité de financement limitée

Malgré une relative amélioration des ratios d'endettement, la capacité de financement, qui n'a cessé de s'amoindrir, n'est pas en mesure de faire face aux besoins de financement.

3.2.2.1 Les capacités d'endettement se sont redressées

Diminuées en 2007, les capacités d'endettement ont depuis eu tendance à s'améliorer. Plusieurs ratios et analyses ont confirmé cette tendance.

Le bilan de la société figure en annexe. Il présente au cours de la période une amélioration de sa structure, qui trouve confirmation dans les principaux ratios d'endettement.

Malgré ces évolutions favorables, la TEP se trouve dans une situation financière délicate compte tenu de la dégradation de sa capacité d'autofinancement à un niveau qui ne lui permet plus d'assurer le financement de ses investissements à un rythme et selon un phasage satisfaisant.

L'analyse du bilan, sous l'angle de la confrontation des ressources aux emplois, montre une amélioration des principaux critères entre sa situation en 2010 et la dernière intégralement connue de 2015.

Ainsi, les financements à long terme couvrent largement les immobilisations nettes, permettant de dégager un fonds de roulement positif, qui a presque doublé entre 2010 et 2015, passant de 396 MF CFP à 768 MF CFP.

Ces constatations doivent être resituées dans le cadre de la concession et prendre en compte les amortissements de caducité qui y ont été pratiqués.

Dans le bilan, l'amortissement de caducité est une ressource[68] assurant le financement du retour du bien à titre gratuit en fin de concession. Son montant sert de contrepartie à la sortie de l'actif concédé.

De ce fait, il grossit le passif avec des ressources déjà affectées, non disponibles pour de nouveau financement ou emploi.

---

[66] Une aide LODEOM hors agrément est en passe d'être sollicitée.

[67] 80% (6,2 milliards d'investissement - 2,5 milliards de financement du contrat de projets).

[68] Il figure au passif dans une rubrique intitulée « *autres fonds propres* », non en déduction de l'actif, comme un amortissement technique.

Au cas d'espèce, la provision de caducité a atteint 6,35 milliards de F CFP au 31 décembre 2015.

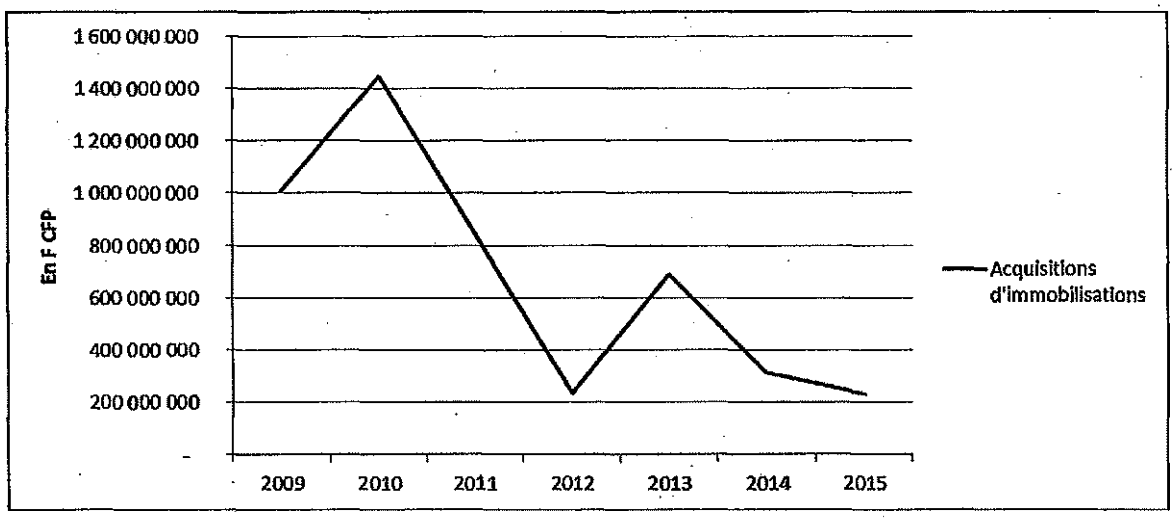
Autre constat, le désendettement a été actif durant la période, aucun emprunt nouveau n'ayant été mobilisé depuis 2013. L'endettement financier de la TEP est ainsi passé de 2,5 milliards de F CFP en 2010 à 1,4 milliard en 2015.

Ce désendettement est cependant la contrepartie du ralentissement des investissements. Ce moindre recours à l'emprunt est en effet à mettre en relation avec la baisse significative des investissements à partir de 2012.

Au cours de cette période, le rythme des investissements a en effet nettement fléchi, notamment depuis 4 ans.

L'acquisition d'immobilisations est ainsi passée d'une moyenne de 1 milliard de F CFP maintenue entre 2009 et 2011, à moins de 400 MF CFP depuis 2012.

Acquisition d'immobilisation, en F CFP :



Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP.

Les ratios d'endettement se sont donc en parallèle largement améliorés.

Ainsi, l'évolution de l'endettement net, qui correspond aux dettes financières sous déduction du disponible (trésorerie et valeurs de placement), montre une amélioration. De 2,2 milliards de F CFP en 2010, l'endettement a été réduit à 700 MF CFP en 2015.

Il en résulte un taux d'endettement net, rapportant la dette aux fonds propres, relativement faible, de 18% en 2015, à l'inverse de la situation de 2010, 71%.

Ratios d'endettement et de financement, en MF CFP, en années et en % :

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Endettement net	2 203	1 831	1 058	997	880	700
Capacité d'autofinancement	540	418	433	483	431	415
Annuité de la dette	334	1 446	497	294	310	280
Taux d'endettement net en %	71%	46%	26%	24%	22%	18%
Capacité de remboursement en années	4,1	4,4	2,4	2,1	2,0	1,7
Ratio de couverture du service de la dette	1,62	0,29	0,87	1,64	1,39	1,48
Ratio annuité sur CAF en %	62%	346%	115%	61%	72%	68%

Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP

Mais l'amélioration de ces ratios n'a pas eu pour corollaire l'amélioration de la capacité d'autofinancement de la société.

3.2.2.2 La capacité de financement reste amoindrie

En effet, la capacité d'autofinancement (CAF) qui mesure la différence entre les produits encaissés ou encaissables et les charges décaissées ou décaissables, hors effet des produits et des charges calculées est, en 2015, en retrait par rapport à 2010.

Elle est de 415 MF CFP en constant recul depuis 2010, où elle était de 540 MF CFP.

Cette diminution des ressources internes générées par l'entreprise limite les capacités réelles de financement de la TEP.

Ainsi, si la capacité de remboursement se rapproche des normes admises, la capacité de financement reste limitée.

La capacité de remboursement, endettement net sur CAF, mesure le nombre d'année de CAF nécessaire pour que l'entreprise puisse rembourser sa dette. Le ratio-cible est de 3 années maximum : la TEP a atteint ce résultat en 2015, 1,7 an après un maximum en 2011 de 4,4 ans.

Par contre, le degré de couverture du service de la dette (capital +intérêts) par la CAF qui indique avec plus de précision la véritable capacité de financement, est moins favorable. Le ratio-cible est de 2 ans minimum pour tenir compte de la véritable disponibilité de la CAF qui peut être hypothéquée par le financement des investissements. Or ce ratio n'est que de 1,48 en 2015.

Il apparait donc que tout nouvel investissement ne pourra être financé que de façon très limitée par la CAF. Le ratio annuité sur CAF corrobore cette analyse puisque en 2015, 68% de la CAF est absorbée par le service de la dette, ne laissant qu'un tiers de celle-ci à l'autofinancement de nouveaux projets.

La TEP doit en conséquence faire face à un nouveau cycle d'investissement sans en avoir les capacités financières.

Malgré l'apport des financements du contrat de projets de 2,5 milliards de F CFP, les capacités actuelles de l'entreprise ne lui permettent pas de faire face, seule, à un tel niveau d'investissement.

L'équilibre financier de la TEP nécessite donc des interventions externes, majoritairement hors champ du pouvoir de décision de la TEP car exclusivement dépendantes de l'initiative de la collectivité concédante.

3.3 Des couvertures financières problématiques

Tous les moyens de couverture envisagés comportent une problématique faisant ressortir à des degrés divers des éléments d'incertitude ou d'inconfort. Incertitude par le fait que les décisions n'appartiennent pas au conseil d'administration de la TEP et que celles qui en dépendent imposent en contrepartie une rigueur de gestion renforcée.

Le gradient d'incertitude et d'inconfort des couvertures financières rend donc malaisée l'évaluation de leur impact financier dans le temps, de sorte que plus une décision est retardée plus le montant à couvrir est élevé.

Ainsi la diminution tendancielle des charges par des économies de gestion ciblées ou par allégement des charges implique non seulement un surcroît de rigueur dans la gestion quotidienne, mais ne dispense pas de l'inconfort de l'attente d'une décision qui ne dépend pas entièrement de la TEP.

Les décisions sur le tarif sont de la même manière empreinte du même degré d'incertitude et d'inconfort.

De même, les subventions publiques de l'Europe, de l'Etat ou de la Polynésie française comportent leur avers, à savoir des contraintes de trésorerie, sources de tensions momentanées ; et concernant l'emprunt, une appréciation du risque par le prêteur qui, en l'état, ne serait pas à l'avantage de la société.

Toutes ces raisons rendent les options de couverture des besoins de financement, indispensables mais problématiques.

3.3.1 Les économies de gestion auraient des effets insuffisants

3.3.1.1 Le champ des économies envisageables est restreint

Compte tenu de la taille modeste de la TEP, les économies de gestion possibles sont réduites. Elles ne pourront représenter tout au plus que quelques millions de F CFP.

Il n'en reste pas moins qu'une gestion économe des dépenses est indispensable.

Si les dérives du passé ont été largement réduites au cours des 5 dernières années, une marge de progrès demeure, notamment par une gestion encore plus rigoureuse de la masse salariale.

Ainsi, des économies seraient à rechercher non seulement dans la rémunération des dirigeants de la société, mais aussi dans les avantages en nature octroyés. La rémunération du directeur général pourrait être ramenée au niveau de celle de son prédécesseur afin de mieux tenir compte qu'il s'agit d'une SEM détenue à 51% par la collectivité de la Polynésie française, et où le rôle du conseil d'administration est déterminant.

De même, la rémunération du Président du conseil d'administration n'est aucunement obligatoire. Elle n'est par ailleurs pas non plus systématique dans ce type de société, l'ancien président n'était pas rémunéré.

Outre ces économies, il convient de s'interroger sur les installations de la TEP.

Le siège de la TEP est actuellement installé en centre-ville. Des locaux y sont actuellement loués. Or rien ne justifie dans l'activité de la société une telle implantation, qui coûte près de 17 MF CFP de loyer annuel. Une implantation hors agglomération permettrait d'économiser sur le coût de la location. A cette fin, la TEP envisage l'achat d'un terrain et la construction de son siège social en dehors de la ville. Mais la dépense envisagée parait encore bien élevée, 365 MF CFP dont 65 MF CFP pour le terrain, comme l'a fait remarquer en conseil d'administration la société EDT-ENGIE. La construction d'un bâtiment administratif et technique a été évoquée dès 2012. Elle a été estimée de façon constante entre 2012 et 2015 à 150 MF CFP. La nouvelle estimation est donc près de 2,5 fois plus élevée que les précédentes.

En tout état de cause, la progression des charges, inéluctables dans le format futur de la TEP, ouvre la possibilité proportionnelle d'économies potentielles.

Celles-ci sont nécessaires. Elles demeureront toutefois très insuffisantes pour procurer à la TEP les couvertures financières nécessaires à son développement.

3.3.1.2 L'apport d'une politique d'achat et de travaux plus concurrentielle

D'une manière générale, la SEM TEP n'est pas astreinte par le code des marchés publics.

Dans sa politique d'achat de fournitures ou de travaux, elle n'est pas tenue de suivre les procédures édictées par le code. En effet, rien dans ses statuts ni dans les décisions du conseil d'administration ne l'oblige à suivre une procédure d'appel d'offres ouvert.

En dehors de toute considération économique, seule la certification qualité sécurité environnement (QSE), que la société a obtenu de l'association française de normalisation (AFNOR) en 2012, l'engage formellement à une pratique transparente en la matière. Ainsi, les fiches procédures préconisent :

- une simple lettre de commande pour les achats inférieurs à 10 MF CFP ;
- un contrat pour les prestations comprises entre 10 et 30 MF CFP ;
- un marché pour les achats et les travaux d'un montant supérieur à 30 MF CFP.

Dans tous les cas, il est recommandé une consultation des entreprises afin d'obtenir la meilleure offre qualité-prix.

Ces procédures n'ont toutefois pas été retranscrites dans le règlement intérieur de la société. Cette retranscription aurait pourtant permis de mieux asseoir la valeur contraignante du principe de mise en concurrence.

La TEP a fait connaitre dans ses réponses aux observations provisoires, son accord pour mettre à l'étude une modification de son règlement intérieur

La mise en œuvre de ces règles de bonne pratique n'a en effet pas toujours été appliquée à la TEP depuis 2007, même dans la période la plus récente.

Ainsi, au moins 7 marchés sur 38 passés entre 2007 et 2015 ont été attribués sans appel d'offres, sans que ce décompte soit exhaustif, la chambre territoriale des comptes ayant procédé par sondage. Pour 6 d'entre eux, la TEP allègue du fait qu'il s'agissait de saisir l'opportunité de faire des travaux en liaison avec la direction de l'équipement. Une meilleure coordination en amont aurait permis de ne pas recourir à ce type d'expédient.

En outre, comme le montre le tableau ci-dessous, les montants des travaux réalisés sans appel à la concurrence ont parfois atteint des montants très élevés : c'est le cas notamment en 2007 avec le marché attribué à la société INEO le 2 août pour un montant de plus de 900 MF CFP. Plus récemment, pour des montants plus modestes mais qui restent significatifs, un marché de plus de 53 MF CFP a été attribué sans appel d'offres en 2012 et, un autre de plus de 22 MF CFP en 2014.

Ces pratiques sont à prohiber : la mise en concurrence doit devenir une procédure usuelle.

Marchés de travaux attribués sans appel d'offres :

Numéro de marché	Prestataire	Date de signature du marché	Montant en F CFP
127/C/07	INEO	02/08/2007	906 943 358
180/M/09	SPRES	06/08/2009	22 276 145
181/M/09	SPRES	15/09/2009	161 209 803
182/M/09	ECI	22/07/2009	75 742 800
215/C/2010	SEEE Polynésie	04/06/2010	9 278 976
270/M/2012	PRYSMIAN	02/03/2012	53 368 720
357/C/14	INEO	02/05/2014	22 383 795

En outre, il a été constaté en plusieurs occasions des pratiques défectueuses aboutissant à des coûts majorés.

Ainsi, des programmes de travaux mal calibrés ont donné lieu, en urgence, à la passation de lettres de commande pour effectuer des travaux complémentaires indispensables au fonctionnement des installations.

Il s'est ainsi révélé utile de commander des travaux supplémentaires concernant la liaison 90kV Arue-Papenoo à hauteur de 13,1% du montant initial du marché de 245 MF CFP attribué à la SPRES.

En 2013, il a été de nouveau nécessaire d'acquitter des travaux supplémentaires à la même société pour pallier les carences sur les travaux initialement réalisés par elle en 2010. Au lieu de faire constater l'inexécution du cahier des charges (profondeur d'enfouissement des fourreaux) par la SPRES, la TEP avait alors préféré financer à nouveau des travaux de réfection. La TEP, après un changement de gouvernance, a finalement porté plainte pour malfaçons ; l'affaire est en cours d'instruction.

A l'inverse de ces pratiques amendables, les deux plus gros marchés attribués sur la période 2013 à 2015 ont toutefois été attribués suite à la mise en œuvre d'une procédure d'appel d'offres claire, et à l'appui une analyse des offres basée sur une grille de critères préalablement établis.

C'est le cas des travaux de génie civil réalisés à Atimaono d'un montant de 54,5 MF CFP attribués en novembre 2013 à la société BOYER CONSTRUCTION après analyse précise des offres de deux entreprises ayant répondu sur trois consultées.

De même, le marché des travaux de dévoiement des lignes 90kV à Outumaoro, d'un montant de 113 MF CFP, a été attribué à la société NEXANS en 2015 après une analyse des offres réalisée par la société SPEED[69].

[69] Le marché a finalement été annulé faute de concrétisation du projet de 3ème voie par la direction de l'équipement.

Même si le nombre d'entreprises susceptibles de répondre aux appels d'offres lancés par la TEP est restreint, de telles procédures ont le mérite d'éloigner les soupçons d'ententes.

En tout état de cause, l'apport d'une politique d'achat diversifiée, faisant systématiquement appel à la concurrence, même s'il est difficile à chiffrer, permet à tout le moins d'obtenir le meilleur rapport qualité-prix pour les prestations fournies.

3.3.2 Les allégements de charges apportent une réponse partielle

La fin des amortissements de caducité, évoquée supra, apporte une réponse essentiellement comptable. S'agissant d'un allègement des charges calculées, il est sans effet sur le cash-flow de l'entreprise.

Reste deux mesures permettant d'améliorer les résultats de la TEP : la définition stricte des limites de propriété du transporteur d'énergie, et la modification des règles de rémunération des pertes sur énergie transportée.

Toutefois, ces deux mesures ne produisent que des effets très limités.

3.3.2.1 La délimitation du périmètre de concession

La question de la définition des limites de propriété entre les différents acteurs n'a réellement été soulevée qu'à partir de 2012.

C'est en effet dans une lettre d'engagement commune[70] que les trois sociétés TEP, MARAMA NUI, EDT-ENGIE et la Polynésie française ont convenu de travailler sur l' « *établissement des limites de propriété entre producteur et transporteur, ou entre consommateurs (distributeur ou client) et transporteur.* ».

Ces limites de propriété sont essentielles puisqu'elles sont utiles à la définition des contrats d'accès au réseau et des conventions de raccordement, du financement des ouvrages, de leur exploitation, de leur conduite et de leur maintenance. En outre, les limites de propriété déterminent l'emplacement des comptages du flux d'énergie.

Dans la pratique, plusieurs ouvrages ont été réalisés et financés par la TEP dans le cadre du partage des investissements entre les concessions de production-distribution et de transport, arbitré par la collectivité de Polynésie française[71].

Or plusieurs de ces ouvrages relevant des réseaux de production ou de distribution devraient être cédés à EDT-ENGIE, moyennant leur contre-valeur monétaire.

L'objectif poursuivi est double : d'une part se conformer aux « règles de l'art » en la matière pratiquées par RTE en métropole, et d'autre part, réduire les charges de maintenance de la TEP.

La question s'avérant délicate, les parties se sont d'abord entendues sur des principes permettant d'établir une liste des ouvrages à transférer.

---

[70] Lettre d'engagement n°285/C/12 du 31 mai 2012.

[71] L'article 7 alinéa 5 du cahier des charges de la concession précise que les investissements doivent être préalablement approuvés par l'autorité concédante.

Un accord entre EDT-ENGIE et la Polynésie française a finalement été formalisé dans l'avenant 17[72] à la convention de concession de distribution. Selon l'article 9 de cette convention, « *un transfert d'ouvrages sera opéré de la concession de transport de l'énergie électrique sur l'île de Tahiti, à la concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti. (...) La liste des ouvrages transférés et leur valeur est donnée en annexe 8 du présent avenant* ».

La valeur portée à l'annexe 8 fait état d'un montant brut de 692 062 828 F CFP et d'un montant net de 324 851 277 F CFP après prise en compte des amortissements pratiqués par la TEP au 31 décembre 2015.

Mais, au cours de l'année 2016, des divergences sur la valorisation des biens sont apparues de sorte que le transfert à la concession de transport n'est toujours pas réalisé.

La TEP a en effet abouti à une revalorisation des actifs supérieure au montant prévu dans l'avenant. Elle est parvenue à un total, en valeur brute, de 702 MF CFP au lieu de 692 MF CFP, et en valeur de cession, de 390 MF CFP contre 325 MF CFP.

En juillet 2016, dans un courrier adressé au Vice-président[73], EDT-ENGIE se disait prêt à souscrire à cette valorisation, dans la mesure où un nouvel avenant au contrat de concession de distribution (avenant 18) permettrait de compenser ces surcoûts.

Quoi qu'il en soit, le transfert de propriété qui est censé apporter à la TEP le produit de la cession des biens, créant ainsi un gain immédiat de trésorerie le jour de la transaction, n'a été finalement signé que le 23 décembre 2016, rendant la réalisation d'économies d'entretien et de maintenance sur les ouvrages concernés qu'il permet appréciable à compter de l'exercice 2017. Par exemple, la TEP estime que la maintenance, confiée par contrat[74] à EDT-ENGIE, devrait être réduite de 20% compte tenu de la diminution du périmètre d'intervention.

En 2015, la TEP a versé au titre de ce contrat, 21,4 MF CFP.

L'économie potentielle serait donc de 4,3 MF CFP par an. Cette somme, certes appréciable, reste cependant sans rapport avec les besoins financiers de la TEP.

3.3.2.2 Les pertes sur l'énergie transportée

Les pertes d'énergie sur les réseaux de transport électrique sont inéluctables car elles sont dues à des phénomènes physiques[75].

La CRE a préconisé que chaque acteur devait prendre en charge les pertes occasionnées sur son réseau. Selon cette recommandation, que ce soit le producteur, le transporteur ou le distributeur, chacun doit supporter les pertes générées sur son propre réseau.

Cela se traduit concrètement par une compensation versée par le transporteur au producteur, correspondant au différentiel entre les quantités comptabilisées à l'entrée sur le réseau de transport et à la sortie.

---

[72] Convention n°8673 du 29 décembre 2015.

[73] Courrier EC/TV 40/055/L du 28 juillet 2016.

[74] Contrat 276/C/12 du 31 mai 2012.

[75] Les pertes sont égales à l'inverse du carré de la tension.

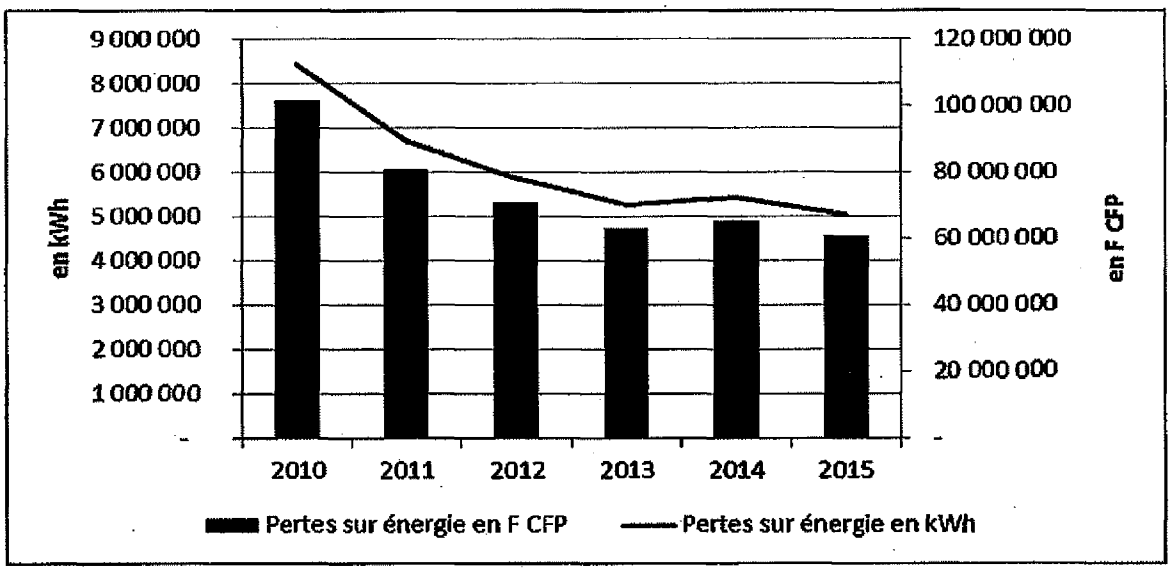
En fonction de ce principe de comptabilisation, la TEP devrait logiquement compenser les pertes à l'ensemble des acteurs utilisant son réseau : EDT-ENGIE en tant que producteur, MARAMA NUI pour ce qui est de la production hydraulique et à l'avenir, tout autre producteur empruntant le réseau.

Dans le contexte particulier dans lequel opère la TEP, aucune perte sur énergie n'est compensée directement au profit d'EDT-ENGIE. La compensation est comptabilisée par EDT-ENGIE. Elle est prise en compte dans la négociation du tarif de l'électricité avec la collectivité de la Polynésie française.

En revanche, une convention de 2012[76] a fixé les règles de compensation en faveur de MARAMA NUI. Après comptage aux bornes d'entrées et de sortie du réseau de transport, les pertes sont valorisées à un montant « *identique au prix du kWh hydroélectrique vendu par MARAMA NUI à EDT* ». Ce prix au kWh a été fixé en 2009 par arrêté en Conseil des ministres à 12,06 du kWh[77].

Le tableau suivant rappel les pertes compensées à ce titre par la TEP entre 2010 et 2015. Elles ont atteint 61 MF CFP en 2015.

Pertes sur énergie hydraulique, en kWh et en F CFP :



Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP.

Dans le but de réduire les charges d'exploitation de son concessionnaire de transport, la collectivité a mis en place, fin 2015, un système dérogatoire.

Une série de conventions du 29 décembre 2015[78] a précisé qu'« *à la demande de la Polynésie française, et dans le cadre d'un accord global entre les professionnels du secteur, MARAMA NUI accepte d'assumer financièrement et à titre temporaire les pertes subies par sa production électrique sur le réseau de transport de la TEP, le temps qu'une augmentation du tarif de transport de l'énergie électrique en haute tension permette à cette dernière d'assumer elle-même les pertes intervenues sur son réseau.* »

[76] Contrat 272/C/12 du 31 mai 2012.

[77] Arrêté n°901 CM du 25 juin 2009 fixant les prix d'achat hors taxe de l'énergie électrique issue de générateurs d'énergies nouvelles et renouvelables (EnR).

[78] Convention n°8674, 8675, 8676, 8677, 8678 et 8679 du 29 décembre 2015.

De par ces conventions, la collectivité permet à la TEP de ne plus supporter la charge des pertes d'énergie sur son réseau. Une économie immédiate de 61 MF CFP suivant les données de 2015, ou 74 MF CFP en moyenne sur la période 2010 à 2015, est ainsi envisageable.

En réalité, il s'agit de « fausses » économies, repoussant à plus tard la charge qui incombe à la TEP. En effet, les conventions précisent :

« A ce titre, les factures mensuelles de pertes émises par MARAMA NUI dans le cadre du contrat en cours, feront l'objet d'un avoir de montant équivalent, tant que le présent engagement sera en vigueur. »

D'après le dispositif, des factures continuent d'être émises par MARAMA NUI. Il y a donc création progressive d'une dette de la TEP au profit de MARAMA NUI à raison des pertes constatées.

Cette dette devra évidemment être honorée par la TEP lorsque la convention sera dénoncée. En outre, le montant de la dette (avoir) est lié au temps que mettra la Polynésie française à revaloriser le tarif du transport de l'énergie.

Ce dispositif transitoire a pris effet à partir des facturations de mars 2016.

Quoiqu'il en soit, ces dispositions transitoires ne peuvent non plus et en aucune façon constituer une réponse adaptée au problème financier posé.

3.3.3 L'ajustement par le tarif dépend du concédant

Un ajustement du tarif de transport est devenu nécessaire compte tenu des enjeux financiers que la TEP doit relever. Cet ajustement devra tenir compte des financements extérieurs obtenus par la société pour accompagner les investissements, mais aussi du potentiel d'économies évoqué supra.

Lors du conseil d'administration de septembre 2016, la question du tarif a à nouveau été soulevée, mais les décisions de la collectivité en la matière étaient toujours en attente. Un arrêté ministériel du 15 décembre 2016[79] a finalement procédé à l'ajustement tarifaire indispensable.

3.3.3.1 Des financements externes doivent être mobilisés

Pour faire face à son programme d'investissement et de développement, la TEP ne peut pas compter, même après revalorisation du tarif, que sur les capacités de financement dégagées par son activité. Celles-ci sont trop faibles.

Elle doit donc impérativement s'appuyer pour une large part sur des financements externes. Mais qu'il s'agisse de subventions ou d'emprunt, tous deux comportent des coûts associés qu'il convient de prendre en compte.

Au titre des financements externes, la collectivité de la Polynésie française peut bénéficier des subventions du contrat de projets.

[79] Arrêté n°2048 CM du 15 décembre 2016.

Le contrat de projets Etat-Polynésie française (2015-2020)[80] a prévu une enveloppe de 2,5 milliards de F CFP en faveur d'un volet intitulé « *développement des énergies renouvelables* ». Ce volet est défini ainsi : « *le renforcement de la compétitivité de l'économie polynésienne passe nécessairement par une meilleure maitrise de ses coûts énergétiques et par un soutien à sa production électrique à base de ressources renouvelables* ».

A travers cette définition, le financement par le contrat de projets a été orienté sur le programme d'investissement de la TEP. Il est ainsi prévu de participer au financement du bouclage du réseau de transport, qui, à terme, doit permettre un meilleur écoulement des énergies vertes, notamment l'hydroélectricité.

Les modalités de financement ont été définies à l'article 7 du contrat de projets : « *pour les projets réalisés sous maitrise d'ouvrage d'un établissement public ou d'une société d'économie mixte de la Polynésie française, le taux de financement hors taxes de l'Etat, à parité de celui de la Polynésie française, est susceptible de varier, (...) de 25 à 50% pour le secteur transition énergétique et développement des énergies renouvelables* ».

La direction de la TEP a indiqué que les modalités de financement par le contrat de projets avaient été précisées et étaient acquises. Ainsi, le plan de financement type est le suivant :

- Etat : 40% du montant HT ;
- Polynésie française : 40% du montant HT ;
- TEP : 20% du montant HT auquel s'ajoute la TVA.

La TEP prévoit de financer sa quote-part à hauteur de 20% en propre et de 80% par emprunts bancaires alors même que ses capacités de financement sont réduites.

Il convient d'ajouter à ce premier montant les aléas et les débours auxquels la TEP devra également faire face, notamment aux contraintes liées aux modalités de paiement du contrat de projets qui met sous pression la trésorerie.

En effet, si le contrat de projets prévoit bien le versement d'une avance de fonds de 30% du montant de l'opération au démarrage des travaux, les versements suivants sont effectués sur justificatifs de l'avancement financier de l'opération, dans la limite de 80% du montant hors taxes. Le solde est versé sur attestation de réalisation technique et financière de l'opération.

D'expérience, ces opérations requièrent du temps. La TEP devra donc pour une large part préfinancer sur fonds propres les travaux et faire sien les problèmes de décalage entre l'engagement et l'encaissement des subventions.

En outre, si un financement de 2,5 milliards de F CFP est acquis, le solde du plan d'investissement devra être financé sur fonds propres et sur emprunts.

Dans ces conditions, la levée des emprunts risque d'être très contrainte.

D'une part, malgré le contexte conjoncturel de taux bas, la TEP est exposée à des taux plus élevés. En effet, compte tenu de sa situation financière et de ses ratios de solvabilité, les taux d'emprunt seront très vraisemblablement majorés d'une prime de risque, fonction de sa capacité réelle de remboursement.

D'autre part, la société devra ajuster la durée de ses emprunts sur la durée restante de la concession, soit 11 ans en 2017, 10 ans en 2018 etc... Ainsi, plus elle tardera à emprunter, plus forte sera la charge de l'annuité.

[80] Signé le 9 mars 2015.

Compte tenu des sommes à engager, les enjeux pour la solvabilité de la TEP sont donc très importants.

L'examen du plan d'investissement sur la période 2016 à 2022[81] fait apparaitre un montant total à engager de 6,2 milliards de F CFP, financé à hauteur de 2,5 milliards de F CFP par le contrat de projets et, faute de réserves financières suffisantes, par emprunts, pour plus de 3 milliards de F CFP.

Par ailleurs, pour suivre le rythme des décaissements du contrat de projets, la TEP est dans l'obligation de compléter ses emprunts long terme par des ouvertures de crédits de trésorerie. Ces lignes de trésorerie nécessitent en contrepartie une gestion fine et quasi quotidienne de la trésorerie, exercice que la TEP n'a jamais ou peu expérimenté.

3.3.3.2 L'ajustement du tarif est nécessaire

En réalité, l'amélioration de la solvabilité dépend principalement de l'ajustement par le tarif.

L'ajustement par le tarif est au reste une disposition conforme aux clauses contractuelles qui lient le concédant, la Polynésie française, au concessionnaire, la TEP.

L'article 15 du cahier des charges de la concession de transport de l'énergie électrique sur l'ile de Tahiti précise que le tarif « *permettra d'assurer aux actionnaires, sur la durée de la concession, une rentabilité globale normale* ».

Or la TEP est confrontée à la diminution de sa rémunération.

Comme déjà écrit, le tarif de transport de l'énergie a été fixé à 1,95 F CFP du kWh transporté en 2005, contre 2,45 F CFP auparavant. Cette diminution du tarif de 0,5 F CFP a été progressivement compensée par une augmentation de la consommation d'électricité jusqu'en 2010, qui a permis une augmentation constante des redevances encaissées jusqu'à cette date. Mais depuis 2010, la baisse de la consommation d'électricité a entrainé une baisse des produits encaissés par la TEP, au point que ses résultats courants sont devenus négatifs depuis 2012.

La restauration d'un tarif d'équilibre aurait a minima pour effet de stabiliser l'excédent brut d'exploitation (EBE), en diminution de plus de 20% entre 2010 et 2015, afin de stopper la distorsion entre le prix du service et son coût.

Elle produirait mécaniquement une amélioration immédiate de la solvabilité de la TEP.

Dans les meilleures conditions, cet ajustement pourrait intervenir après le contrôle approfondi des coûts que la collectivité a entrepris sur les comptes 2015. Pour cela, elle dispose pour la première fois de la comptabilité appropriée, comptabilité analytique dont les règles de répartition ont été préalablement définies par arrêté[82] pris en conseil des ministres de la Polynésie française.

---

[81] Au-delà de ce terme, la convention de concession précise (art. 23) que les investissements seront financés par la collectivité si la concession n'est pas renouvelée.
[82] Arrêté n°2099 CM du 17 décembre 2015.

Face aux coûts liés au changement voulu par la collectivité, l'ajustement du tarif est, à tous égards, devenu nécessaire. Mais à chaque fois que la TEP a évoqué une augmentation du tarif ces 5 dernières années, elle s'est heurtée à un refus ou a obtenu une réponse dilatoire de la Polynésie française, sans doute par crainte des effets connexes sur le prix de l'électricité, en raison de l'effet inflationniste qu'une hausse des tarifs aurait sur son prix, aucune suite n'a été jusqu'à présent apportée par la collectivité aux demandes de la TEP.

Toutefois, la revalorisation du tarif ne peut à lui seul couvrir le plan d'investissements d'un montant de près de 10 milliards de F CFP que la TEP doit mener à l'horizon 2027.

Dans une simulation réalisée en septembre 2016, la direction de la TEP a estimé que pour mener le programme d'investissement sur la période 2016 à 2022 (6,2 milliards de F CFP), le tarif devait être porté au minimum à 2,40 F CFP du kWh, et pour assurer une rentabilité « normale » de 6%, à 2,55 F CFP du kWh.

Cette augmentation ne saurait toutefois intervenir qu'en parallèle avec la réalisation de toutes les économies de gestion possibles, en particulier celles décrites ci-dessus.

Dans ses réponses aux observations provisoires de la chambre, la TEP a confirmé, à l'unanimité de son conseil d'administration réuni en janvier 2017, que la suppression de la caducité et l'augmentation du tarif, de 1,95 F CFP en 2016 à 2,75 F CFP en 2018 décidé par la collectivité permettent désormais le financement du plan d'investissement ajusté à 9,1 milliards de F CFP et qu'au surplus, la trésorerie constatée au bilan serait positive jusqu'en 2027.

Cette prévision plausible, eu égard aux décisions prises, ne doit cependant pas faire fi de la recherche de toutes les économies de gestion possibles, notamment celles décrites supra.

4 Annexes

Bilan financier, en MF CFP :

Actif net en MF CFP	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Immobilisations incorporelles	16	13	11	11	10	9
+ Terrains	85	85	85	269	293	293
+ Aménagements et constructions				117	75	73
+ Installations, matériels, outillage	9 032	10 671	10 521	10 388	10 339	10 544
+ Autres immobilisations	24	22	21	50	47	45
+ Immobilisations corporelles en cours	1 264	138	339	494	732	619
+ Immobilisations financières	193	193	177	1	1	1
= Total immobilisations nettes	**10 614**	**11 122**	**11 155**	**11 329**	**11 497**	**11 584**
+ Créances d'exploitation	792	783	221	187	186	198
+ Disponibilités	125	105	664	856	726	680
+ Charges constatées d'avance	23	2	0	28	23	24
= Total actif	**11 554**	**12 012**	**12 040**	**12 400**	**12 432**	**12 486**
Passif net en MF CFP						
Capital social	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800	1 800
+ Réserve légale	41	43	43	46	51	51
+ Reports à nouveau	511	557	387	449	539	441
+ Résultat de l'exercice	48	- 170	65	95	- 99	- 106
+ Avances conditionnées	703	1 729	1 729	1 729	1 729	1 729
= Total fonds propres	**3 103**	**3 959**	**4 025**	**4 120**	**4 021**	**3 915**
Provisions pour risques	125	86	35	12	9	9
+ Provisions pour charges	5 384	5 691	5 931	6 291	6 672	7 057
= Total provisions	**5 509**	**5 777**	**5 966**	**6 304**	**6 681**	**7 066**
+ Dettes financières	2 522	2 130	1 899	1 854	1 607	1 381
+ Dettes d'exploitation	420	145	150	123	123	125
= Total passif	**11 554**	**12 012**	**12 040**	**12 400**	**12 432**	**12 486**

Source : CTC d'après les comptes financiers de la TEP

Réponse de M. Thierry TROUILLET,

Directeur général de la SEML TEP

Société de Transport d'Énergie électrique en Polynésie

Papeete le 17 mai 2017

N° 032-17-JUR

A

Monsieur le Président de la Chambre territoriale des comptes de Polynésie française

Objet : Observations sur le rapport d'observations définitives relatives à l'examen de la gestion de la société Transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP)

N/Réf : - Lettre de notification du rapport d'observations définitives du 13 avril 2017, reçue le 21 avril 2017 ;
- Lettre n° 2016-413 du 29 juillet 2016 relative à l'ouverture de l'examen de la gestion de la SEML TEP.

PJ : Lettre de réponse n° 81-17-DIR du 3 mars 2017

Monsieur le Président,

Pour faire suite à votre lettre du 12 avril 2017 réceptionnée le 21 avril 2017, je vous prie de trouver ci-après les observations qu'appelle de ma part la lecture du rapport d'observations définitives relatives à l'examen de la gestion de la SEML TEP, pour les exercices 2009 et suivants.

J'ai, en premier lieu, le plaisir de constater que la quasi-totalité des observations émises dans la lettre de réponse du 3 mars 2017 a été prise en compte dans l'élaboration du rapport d'observations définitives.

Ces observations portaient, d'une part, sur l'absence de prise en compte dans le rapport provisoire des quatre nouveaux moyens financiers à disposition de la société, obtenus durant le dernier trimestre 2016: l'obtention de la subvention du contrat de projet, la suppression des amortissements de caducité, la cession d'actifs au distributeur et l'augmentation de la redevance de transport.

S.E.M.L TEP au capital de 1 800 000 000 XPF - Quai de l'Uranie - Immeuble Bougainville - B.P. 4606 - 98713 Papeete
Tél : 40.54.41.54 - Fax : 40.43.28.45 - E-mail : tep@tep.pf - Site : www.tep.pf - RC 95 218 B - N° Tahiti : 126 300

Elles consistaient, d'autre part, à rétablir l'état du droit applicable en Polynésie française aux sociétés d'économie mixte créées par le Pays et à en tirer les justes conséquences.

La reprise de ces observations par la chambre a de mon point de vue modifié le sens du rapport.

Sa lecture donne désormais une impression positive quant à l'évolution de la société durant ces dernières années et quant à sa situation juridique et financière.

Cette prise en compte démontre que la TEP dispose désormais des compétences et de l'expertise lui permettant d'atteindre les objectifs fixées.

Consciente du défi managérial qui l'attend, la TEP mettra en œuvre selon les mêmes méthodes et avec la même expertise tous les moyens nécessaires à sa réussite, telles qu'en partie décrites dans le rapport.

Cela étant, je souhaite renouveler l'observation déjà émise selon laquelle la période réellement examinée par la chambre n'est pas celle annoncée dans le rapport (2009 à 2015). De mon avis et conformément à votre lettre du 29 juillet 2016 sus-référencée, l'examen de la gestion porte sur une période plus large, comprise entre 2007 et 2016.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma considération distinguée.

tep
Société de Transport d'Énergie électrique en Polynésie
Quai de l'Uranie - Imm Bougainville
BP 4608 - 98713 Papeete TAHITI
Tél. 40 54 41 54 - Fax 40 43 28 45
tep@tep.pf - www.tep.pf

Thierry TROUILLET
Directeur général

Réponse de M. Guy STALENS,

Ancien directeur général de la SEML TEP

Tanseau, Vaea

De: Guy Stalens <guystalens59@gmail.com>
Envoyé: lundi 15 mai 2017 12:03
À: Tanseau, Vaea
Objet: Re: CONFIDENTIEL - Examen de la gestion de la TEP : notification des observations définitives de la part de Vaea Tanseau

Bonjour Madame,

j'ai pris connaissance du rapport d'observations définitives de la CTC sur la SEML TEP.
Je n'ai pas de nouvelles observations particulières à formuler, les points concernant la gouvernance de la société et l'emprise de sa tutelle à la fois sur la stratégie (ce qui est sa mission) mais aussi sur la direction de l'entreprise, ce qui est plus contestable, me paraissent clairement exposés.
Egalement, le chapitre consacré aux conditions de révocation et de nomination des dirigeants en 2016 établit bien la réalité des faits.

Sur la forme il me semblait avoir transmis mes nouvelles coordonnées lors d'échanges précédents - j'ai quitté définitivement la Polynésie en octobre2016 suite à ma révocation -, je vous les confirme pour éviter tout contretemps :

Guy Stalens
13 impasse de Beaulieu
85160 Saint Jean de Monts - France
33-6 07 66 17 39

Cordialement
Guy Stalens

Le 15 mai 2017 à 21:39, <correspondanceif@ccomptes.fr> a écrit :

Cour des comptes — Chambres régionales & territoriales des comptes

Bonjour Monsieur,
Je vous prie de trouver ci-joint, la lettre du Président de la CTC de la Polynésie française (n° 2017-196 du 13 avril 2017) ainsi que le rapport d'observations définitives de la Chambre relatif à la société Transport d'Energie Electrique en Polynésie (TEP).
Ces documents, adressés le 13 avril 2017 en recommandé avec accusé de réception à votre adresse à Papeete (BP 40615 FARE TONY), ont été retournés à la juridiction le 5 mai dernier.
Vous pouvez, dans un délai d'un mois à compter de présente notification, adresser à la juridiction une réponse écrite à ces observations par messagerie (polynesiefrancaise@crtc.ccomptes.fr) ou par courrier (BP 331 – 98713 Papeete). Toutefois, si vous n'envisagez pas de répondre, compte tenu des délais écoulés depuis le 13 avril dernier, je vous remercie de bien vouloir me le préciser.
Ce rapport revêt un caractère confidentiel qu'il vous appartient de protéger. Il vous convient donc de prendre toutes les dispositions pour respecter cette règle.
Cordialement.

Vaea Tanseau
Greffière
CTC de la Polynésie française