

Mission relative aux prix et à la concurrence dans le secteur de l'électricité en Polynésie

29/10/2015

Olivier Challan Belval

Conseiller d'Etat,
Membre de la section des travaux publics
du Conseil d'Etat

Julien Janes

Ingénieur,
Adjoint au directeur
du développement des marchés,
Commission de régulation de l'énergie

Sommaire

1.	Introduction.....	6
1.1.	Objectifs de la mission.....	6
1.2.	La nécessité d'agir	7
1.2.1.	Le système de péréquation des prix entre les îles dont les concessions sont exploitées par EDT repose sur des bases fragiles	7
1.2.2.	Il est urgent de rééquilibrer la situation financière des concessions hors périmètre EDT 8	
1.2.3.	L'annulation en 2013 de certaines clauses tarifaires de l'avenant au contrat de la concession Tahiti-nord impose d'instaurer de l'objectivité et de la transparence dans les modalités de fixation et de révision des tarifs	10
1.2.4.	La maîtrise par le pays de sa politique de transition énergétique passe par une plus grande pluralité d'expertises dans le secteur de l'électricité	10
1.3.	Le pays a engagé des actions de contrôle du concessionnaire, mais ils doivent être développés	11
1.3.1.	Le pays s'est engagé dans une démarche de contrôle du concessionnaire.....	11
1.3.2.	Les progrès réalisés sont encore nettement insuffisants.....	11
2.	La refonte de la formule tarifaire doit reposer sur une comptabilité analytique définie et contrôlée par le concédant	12
2.1.	Le pays négocie une formule tarifaire fondée sur une logique de forfaits établis sur la base des coûts constatés dans le passé	13
2.1.1.	Des négociations ont été engagées entre le Pays et le concessionnaire sur un projet d'avenant modifiant les modalités tarifaires du contrat de concession.....	13
2.1.2.	La formule tarifaire envisagée est basée sur une logique d'unités d'œuvre et de forfaits	13
2.2.	Afin d'assurer une juste rémunération de chaque activité et de chaque concession, le pays doit clarifier les règles d'affectation des coûts	14
2.2.1.	Il appartient au Pays de fixer les principes de la comptabilité analytique que doit lui fournir le concessionnaire et en vérifier le respect.....	14
2.2.2.	La comptabilité analytique doit être contrôlée par un auditeur indépendant.....	15
2.3.	La garantie de couverture des charges doit avoir pour contrepartie une régulation par le pays de leur évolution	16
2.3.1.	L'intégration des investissements à la base d'actifs prise en compte pour le calcul des tarifs devrait faire l'objet d'un accord préalable du pays	16
2.3.2.	En situation d'asymétrie d'information, l'évolution des charges d'exploitation devrait être encadrée par l'introduction d'une régulation incitative	16

2.3.3.	Le concessionnaire doit se placer en situation de démontrer sa maîtrise des coûts externes	17
2.3.4.	Les dépenses relevant d'une décision discrétionnaire devraient être encadrées par référence aux coûts engagés par des entreprises placées en situation équivalente.....	17
2.3.5.	Le respect par l'exploitant du cadre de régulation aboutit à la prise en compte des charges dans le calcul du tarif	18
2.3.6.	Cette réforme peut être introduite par voie d'avenant. Toutefois une loi de Pays permettrait sa mise en œuvre plus rapidement sur l'ensemble des concessions.....	18
2.4.	Le système de péréquation entre les concessions devrait être étendu à l'ensemble du territoire et s'inscrire dans un cadre juridique robuste	19
2.4.1.	Le système de péréquation devrait viser un rééquilibrage de l'économie de toutes les concessions des archipels.....	19
2.4.2.	La péréquation devrait reposer sur un système de prélèvements et de reversements organisé par voie législative et placé sous l'autorité du Pays	19
2.4.3.	La réforme du système de péréquation passe nécessairement par une loi de Pays	20
2.5.	Les pratiques de lissage des prix des hydrocarbures devraient évoluer.....	21
2.5.1.	Le FRPH assure une fonction de lissage des prix dans le temps et organise des subventions croisées entre divers secteurs économiques.....	21
2.5.2.	La fonction de lissage mobilise un fonds de roulement important et peine à s'équilibrer.....	21
2.5.3.	La technique des achats à terme permettrait d'assurer la fonction de lissage à moindre risque	21
2.5.4.	Le basculement sur un système d'achat à terme repose sur une modification de la formule tarifaire	22
3.	Le rôle de la TEP dans l'organisation du système électrique devrait être renforcé.....	23
3.1.	Le Pays doit s'appuyer sur une expertise pluraliste	24
3.1.1.	Le monopole intégré est source de confusion d'intérêts.....	24
3.1.2.	La situation d'EDT rend difficile le développement de la concurrence.....	24
3.1.3.	Le renforcement des missions de la TEP est la solution qui permettrait au Pays de s'appuyer sur une source d'expertise alternative.....	25
3.2.	Le transfert à la TEP du dispatching est une nécessité pour établir une concurrence efficace et équitable	25
3.2.1.	La mission de dispatching consiste à assurer l'équilibre offre – demande à court terme	25
3.2.2.	Le transfert à la TEP de l'activité de dispatching est réalisable rapidement.....	25
3.2.3.	La recomposition du système électrique présente des enjeux sociaux pour EDT	26

3.3.	Le gestionnaire indépendant du système électrique doit également avoir pour mission d'appuyer le Pays dans l'élaboration du bilan prévisionnel.....	26
3.3.1.	Compte-tenu de l'échelle du territoire, la concurrence doit s'envisager dans un cadre régulé, avec un acheteur unique.....	26
3.3.2.	La définition d'une stratégie d'approvisionnement repose sur l'élaboration d'un bilan prévisionnel.....	26
3.3.3.	La TEP constitue l'appui naturel du Pays pour l'élaboration de la politique énergétique	27
3.4.	La mise en place d'un d'acheteur unique est une mesure nécessaire pour permettre d'ouvrir la concurrence dans le domaine de la production et de la distribution.....	27
3.4.1.	La mise en concurrence de la concession SECOSUD soulève la question de la mutualisation de la production des moyens centralisés.....	27
3.4.2.	La mise en place d'un « acheteur unique » permettrait le développement de la concurrence dans le domaine de la production et de la distribution.....	28
3.4.3.	La TEP doit se voir confier la fonction d'acheteur unique.....	29
3.4.4.	Cette solution est contestée par EDT pour des raisons juridiques.....	29
3.5.	Pour remplir efficacement ces nouvelles missions, les moyens et la gouvernance de la TEP devraient être renforcées.....	30
3.5.1.	La TEP devrait être adossée à un acteur de référence du secteur.....	30
3.5.2.	La gouvernance de la TEP devrait être réformée.....	30
3.5.3.	L'évolution des missions de la TEP doit s'accompagner du transfert des ressources correspondantes.....	31
4.	La maîtrise des prix de l'électricité et le développement de la concurrence nécessite également un contrôle de conditions d'approvisionnement en combustible et de raccordement des producteurs	31
4.1.	La mission a identifié un problème de concurrence dans les conditions d'accès aux infrastructures de déchargement et de stockage du fuel lourd.....	31
4.1.1.	L'importation et le stockage du fuel lourd relève d'un monopole de fait.....	31
4.1.2.	L'autorité de la concurrence devrait être saisie des pratiques dans l'importation et le stockage de fuel lourd.....	32
4.2.	Les pratiques en matière de raccordement des installations de production posent toujours problème.....	32
4.2.1.	Le raccordement des installations de production décentralisées demeure problématique.....	32
4.2.2.	Compte-tenu de ses implications en matière de concurrence, l'Autorité de la concurrence pourrait vérifier le respect par le concessionnaire des principes de transparence et de non-discrimination en matière de raccordement.....	33
5.	La structure des tarifs de vente n'est pas soutenable et devrait être revue.....	33

Paris, le 29 octobre 2015

1. Introduction

1.1. Objectifs de la mission

Le Gouvernement de la Polynésie française a demandé à la Commission de régulation de l'énergie, d'une part, et à Monsieur Olivier Challan Belval, Conseiller d'Etat, d'autre part, de réaliser une mission d'expertise en Polynésie, dans le prolongement des travaux relatifs à la régulation du système électrique polynésien¹, menés fin 2012, notamment en ce qui concerne la révision de la formule d'indexation des tarifs de l'électricité et du renforcement de la concurrence.

Aux termes de la convention conclue à cet effet entre, d'une part, le Gouvernement de Polynésie française et, d'autre part, la Commission de régulation de l'énergie, la mission a pour objet de produire un avis et des recommandations sur les sujets suivants :

1. Modèle concurrentiel pour le système électrique polynésien

La Polynésie française souhaite ouvrir la concurrence dans le secteur de la production et de la distribution d'électricité en Polynésie française, tout en préservant le principe de solidarité entre Tahiti et les îles. La mission devra proposer des principes d'organisation du système de production et de distribution d'électricité permettant une mise en concurrence dans ces deux domaines.

2. Tarification de l'énergie hydraulique

Le gouvernement de Polynésie française souhaite confier à un industriel, sélectionné par appel d'offres, la construction et l'exploitation d'un nouvel équipement hydraulique de production d'électricité dans la vallée de la Vaiiha. Il considère, par ailleurs, que les autres installations hydrauliques de production d'électricité, actuellement propriété de Marama Nui, ne sont pas exploitées de manière optimale au regard des besoins du système électrique. Marama Nui considère, pour sa part, que l'absence d'évolution du prix d'achat de l'électricité produite par ses installations au cours des dernières années conduit à une rémunération insuffisante de son activité et ne lui permet pas de réaliser les investissements qui permettraient une meilleure exploitation de son parc.

Dans ce contexte, la mission devra proposer les principes d'élaboration d'une nouvelle structure pour un tarif d'achat de l'électricité produite par les installations hydrauliques (actuelles et futures) qui :

- permette une réelle concurrence lors de l'appel d'offres que souhaite lancer le gouvernement, tout en assurant un traitement équitable entre les nouvelles installations et celle déjà en service ;
- oriente l'utilisation par les exploitants de leur parc de production dans le sens d'une meilleure utilisation du potentiel hydraulique au regard des besoins identifiés par le gestionnaire du système électrique ;

¹ <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/la-regulation-du-systeme-electrique-polynesien/consulter-le-rapport>

- assure une juste rémunération de chaque installation, éventuellement différenciée en fonction des caractéristiques des équipements, tout en permettant une incitation à optimiser les coûts d'investissement et d'exploitation.

3. Tarification de l'électricité vendue aux consommateurs finaux

L'annulation par le Tribunal administratif de Papeete de l'arrêté approuvant l'avenant au contrat de concession n°16 est motivée par le fait que la formule prévue par le contrat de concession ne repose pas sur des critères suffisamment rationnels, objectifs et transparents. Le gouvernement de Polynésie française doit donc mettre en place une nouvelle formule d'indexation du niveau moyen des tarifs de vente d'électricité aux clients finaux (dite « prix de référence » ou « P ref. »).

Dans ce contexte, la mission apportera à la Polynésie française une assistance méthodologique pour la détermination des principes d'élaboration du niveau des tarifs de vente de l'électricité aux clients finaux, en se fondant dans la mesure du possible sur l'expérience de la CRE en matière de tarifs réglementés de vente en métropole et dans les zones insulaires. La mission pourra également proposer un cadre de régulation permettant la mise en œuvre de ces principes. Une attention particulière sera portée sur leur conformité avec les critères énoncés par le tribunal administratif de Papeete et les objectifs du modèle concurrentiel énoncés au paragraphe 1 du présent article.

Le « niveau » des tarifs détermine le volume global de recettes du vendeur. Il doit couvrir l'ensemble de ses charges. Cette notion s'oppose à celle de « structure » des tarifs, qui correspond au niveau relatif des tarifs entre les catégories de consommateurs et pour une catégorie de consommateurs, entre les postes horo-saisonniers. Ces deux concepts font généralement l'objet d'approches méthodologiques distinctes. La mission ne porte que sur le premier. Le second fait l'objet d'un développement succinct en fin de rapport.

Par ailleurs, les travaux de la mission ont fait apparaître la nécessité d'aborder la question de la remise en concurrence de la concession de distribution de la zone sud-est de Tahiti, SECOSUD, en raison des problématiques connexes que révèlent les difficultés rencontrées.

La mission a établi son rapport sur la base des documents transmis par les acteurs, au premier rang desquels le Gouvernement de Polynésie et Électricité de Tahiti, ainsi que de 48 entretiens ou tables rondes réunissant plus d'une centaine de responsables politiques et experts locaux du secteur, dont la liste figure en annexe. Les entretiens se sont tenus entre le 7 et le 20 août 2015, à Papeete. Des visites sur site ont également été organisées.

1.2. La nécessité d'agir

1.2.1. Le système de péréquation des prix entre les îles dont les concessions sont exploitées par EDT repose sur des bases fragiles

La principale concession de distribution d'électricité de Polynésie française, dite Tahiti-nord, et qui alimente la moitié nord-ouest de l'île de Tahiti, dont les principales agglomérations, a été établie en 1960 pour une durée initialement fixée à 40 ans. Elle a été reprise à partir de 1970 par la société Electricité de Tahiti SA (EDT) et prorogée sans mise en concurrence, jusqu'en 2020 (en 1990), puis

jusqu'en 2030 (en 1999), à l'issue de négociations portant sur l'extension du périmètre de la concession et l'adaptation des conditions tarifaires. Dans le même temps, EDT a repris progressivement 21 nouvelles concessions, couvrant le territoire de 29 communes, et leur a appliqué le tarif de vente fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie et résultant de la formule figurant au contrat de la concession Tahiti-nord.

L'application d'un tarif unique à l'ensemble des concessions, alors même que les coûts d'exploitations diffèrent selon leurs territoires, conduit à des situations de rentabilité très hétérogènes. La comptabilité d'EDT fait apparaître que la majorité des concessions exploitées par l'entreprise sont déficitaires, à l'exception de celle de Tahiti-nord. Celle du SECOSUD est proche de l'équilibre. Dans ce contexte, lors des négociations relatives à l'extension de sa couverture géographique, les modalités de fixation du tarif prévues par le contrat de concession ont évolué de manière à ce que les profits réalisés sur l'exploitation de la concession de Tahiti-nord compensent, au sein du bilan global d'EDT, les pertes supportées sur les autres concessions.

Les prorogations successives du contrat de la concession de Tahiti-nord ont donc été consenties par le territoire à EDT, sans mise en concurrence, en contrepartie de l'instauration de fait d'un système de péréquation avec les autres concessions exploitées par l'entreprise.

Cette situation a permis à EDT de se développer en Polynésie, notamment en étendant ses activités aux principales concessions (SECOSUD, Moorea ou Bora Bora), jusqu'à atteindre un quasi-monopole dans le domaine de la distribution et de la production. Cette situation a permis au territoire de garantir, pour les communes concernées, un prix uniforme, tout en assurant un niveau d'investissement qui garantit la sécurité d'approvisionnement. L'entreprise a pu ainsi réaliser des économies d'échelle et couvrir les déficits de ses concessions dans les îles.

Toutefois, dans une logique de remise en concurrence des concessions de distribution, cette situation place également l'entreprise en risque : la perte de certaines concessions proches de l'équilibre économique, telle que SECOSUD, fragiliserait en effet son équilibre financier.

Ce système crée, de surcroît, une entrave à la concurrence, EDT disposant d'un avantage concurrentiel décisif lorsqu'elle se porte candidate à la reprise des concessions qu'elle ne détient pas encore ou pour la reconduction de celles dont elle est titulaire. En effet, elle est la seule à pouvoir imputer sur les bénéfices tirés de la concession Tahiti-nord les pertes résultant de la reprise de concessions structurellement déficitaires.

Enfin, le système de péréquation actuel s'inscrit dans un cadre juridique fragile. En effet, en l'absence de cadre légal instaurant une solidarité financière entre concessions, chacune d'entre elles doit être gérée indépendamment des autres, nonobstant l'existence d'un exploitant unique.

1.2.2. Il est urgent de rééquilibrer la situation financière des concessions hors périmètre EDT

Le tarif de vente fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie, et dont le niveau résulte de l'application de la formule figurant au contrat de la concession Tahiti-nord, s'applique également aux concessions qui ne sont pas exploitées par EDT. Compte-tenu des surcoûts liés à l'éloignement et à la taille des territoires concernés, les exploitants de ces concessions ne parviennent pas à équilibrer leur activité. Leurs ressources financières sont donc le plus souvent insuffisantes pour maintenir la

sécurité d'approvisionnement de leur territoire et parfois même pour assurer la sécurité des biens et des personnes. Or, par construction, ils ne peuvent juridiquement bénéficier de la compensation qu'opère EDT au sein de sa comptabilité entre ses propres concessions.

Lors de sa précédente visite, la mission avait ainsi été sensibilisée aux difficultés de la régie communale d'Uturoa. Si l'exploitant affirmait maintenir l'équilibre de son compte d'exploitation, il reconnaissait également de grandes difficultés à financer la rénovation de ses réseaux et le renouvellement de son actif de production vieillissant. Cette situation tenait au fait que l'équilibre financier de court terme n'était assuré qu'au prix d'une sous-évaluation des provisions affectées aux besoins de renouvellement et d'investissements futurs. La situation semble aujourd'hui en voie de résorption, notamment grâce à l'attribution de plusieurs subventions, mais sans que l'on puisse considérer que les déséquilibres structurels de l'activité auraient été durablement corrigés.

De la même manière, pendant le séjour de la mission à Tahiti, l'île de Rikitea a connu un incident d'exploitation entraînant plusieurs jours de black-out et imposant une opération de maintenance d'autant plus coûteuse qu'elle a dû être réalisée en urgence. Selon l'analyse de la société qui assure l'affermage de ce système électrique, l'incident trouve son origine dans des défauts d'entretien connus de longue date, auxquels la commune, propriétaire de l'infrastructure, n'a pas les moyens de faire face, compte-tenu de sa situation financière.

Compte-tenu de la difficulté pour les concessionnaires concernés à assurer la sécurité d'approvisionnement de leur territoire, le maintien de la péréquation au sein du périmètre comptable d'EDT crée une iniquité entre les clients des archipels, certains dont la concession est exploitée par EDT bénéficiant de la contribution versée par les clients de Tahiti, ce qui leur permet de disposer d'un système électrique fiable. Les autres doivent, en revanche, supporter de fréquents dysfonctionnements.

Le territoire, qui a dans le passé accepté de revoir la formule tarifaire de la concession Tahiti-nord pour contribuer au financement des concessions qu'il gère doit s'interroger sur un partage équitable des ressources consacrées à la péréquation.

Il ne s'agit pas ici, pour la mission, de se prononcer sur la nécessité de pratiquer une péréquation, ni, le cas échéant, de dire qu'elle devrait nécessairement reposer sur un prix uniforme pour l'ensemble du territoire. Ce sujet relève d'un choix politique. Mais, elle estime que le fait pour le gouvernement de confier à EDT le soin d'opérer un prélèvement sur les clients de la concession Tahiti-nord au seul bénéfice des clients des autres concessions EDT crée une rupture d'égalité entre les consommateurs polynésiens qui n'est pas fondée sur une différence de situation en lien avec l'objectif de continuité territoriale poursuivi. Il s'est créé, de la sorte, une fragilité juridique qu'il faut corriger.

De plus, à défaut de solution au déficit structurel des concessions concernées, il est difficile d'envisager le maintien à long terme du tarif de vente de l'électricité identique sur l'ensemble du territoire.

1.2.3. L'annulation en 2013 de certaines clauses tarifaires de l'avenant au contrat de la concession Tahiti-nord impose d'instaurer de l'objectivité et de la transparence dans les modalités de fixation et de révision des tarifs

Dans son précédent rapport, la mission avait souligné que l'adéquation entre l'évolution des charges supportées par le concessionnaire et celle du prix de référence, qui détermine le niveau des tarifs, n'apparaissait pas évidente. Cette analyse s'appuyait notamment sur plusieurs constats :

- les révisions quinquennales prévues par le contrat n'avaient que rarement été respectées, l'opérateur et le pays leur préférant des négociations directes sur des bases non transparentes, sans disposer d'un fondement légal robuste de nature à fixer un cadre à la négociation ;
- le mode de calcul retenu pour la prise en compte des « autres charges d'exploitation » (paramètre « ACE » de la formule de calcul du prix de référence) tend à augmenter mécaniquement le montant des tarifs avec l'augmentation de la demande, sans nécessairement que les coûts correspondants aient augmenté à due proportion ;
- les modalités d'indexation n'étaient pas représentatives de l'évolution des charges à couvrir.

La mission avait conclu que, compte-tenu des imperfections structurelles de la formule de calcul du prix de référence, il n'était pas possible d'envisager une évolution satisfaisante dans le cadre actuel et avait préconisé une réforme en profondeur de la méthodologie de calcul.

Par la suite, le jugement du tribunal administratif de Papeete, en date du 3 juillet 2013, a annulé « certaines clauses tarifaires » de l'arrêté n° 1555/CM relatif à l'avenant au contrat de concession n°16, au motif qu'elles « ne repos[aient] pas sur des éléments rationnels et objectifs ». Ce jugement a été confirmé par un arrêt de la Cour administrative d'appel de Paris, du 1er juillet 2014, qui a ajouté au nombre des critères à satisfaire celui de la « transparence ».

1.2.4. La maîtrise par le pays de sa politique de transition énergétique passe par une plus grande pluralité d'expertises dans le secteur de l'électricité

La mission a constaté qu'il existe très peu de sociétés sur le territoire susceptibles d'apporter au Pays une expertise neutre et objective dans le domaine de la production et de la distribution d'électricité. Cela tient notamment au fait que seule EDT, qui se trouve être en situation de quasi-monopole dans la production et la distribution d'électricité, détient des données suffisamment précises pour définir une politique énergétique et tarifaire rationnelle.

La majorité des sociétés d'étude et de réalisation qui exercent sur le territoire ne peuvent être considérées comme totalement indépendantes, compte-tenu du poids que représente EDT ou les sociétés liées à sa maison mère dans leur portefeuille de clients.

Or, dans le cadre de la définition d'une nouvelle politique énergétique, le pays ne peut se reposer sur la seule expertise de l'entreprise EDT. En effet, compte-tenu de son positionnement et de la situation qui vient d'être décrite, la société se trouve nécessairement placée en situation de conflit d'intérêts entre son activité de concessionnaire de distribution, ou de production, notamment hydroélectrique et une mission d'appui et de conseil au Pays.

L'appel à concurrence envisagé par le Pays pour l'attribution d'une concession de construction et d'exploitation d'installations hydro-électrique dans la vallée de la Vaiiha illustre parfaitement cette

situation : plusieurs sociétés envisagent de se porter candidates, avec des projets présentant des caractéristiques très différentes. Or, il appartiendra au Pays, dans le cadre de l'attribution de la concession de force hydraulique, de choisir les caractéristiques des ouvrages qu'il souhaite voir réaliser, en cohérence avec sa politique énergétique, et en fonction d'hypothèses qu'il lui revient de définir, telles que l'évolution de la demande, les solutions à même d'y répondre et leurs coûts respectifs. S'il ne peut s'en remettre qu'à l'expertise d'EDT, il ne pourra logiquement que s'orienter vers les solutions proposées par l'entreprise, sans être parfaitement en mesure d'apprécier les limites de l'approche retenue, ni vérifier dans quelle mesure celles-ci peuvent préserver d'autres intérêts, dans une logique d'optimisation du résultat de l'entreprise.

Le renforcement sur le territoire de la Polynésie du pluralisme, par l'émergence ou le renforcement d'acteurs alternatifs, indépendants du principal opérateur en place, permettra le développement d'un débat contradictoire et objectif. Il constitue un préalable à l'élaboration et au pilotage par le Pays de sa politique énergétique.

1.3. Le pays a engagé des actions le contrôle du concessionnaire, mais ils doivent être développés

1.3.1. Le pays s'est engagé dans une démarche de contrôle du concessionnaire

Dans son précédent rapport, la mission avait relevé qu'aucun service de l'administration ne disposait des moyens suffisants pour assurer un contrôle réel et efficace du concessionnaire. Les effectifs étaient insuffisants et les compétences, outre qu'elles étaient dispersées entre plusieurs ministères, n'avaient aucune action coordonnée, et leurs interventions étaient tantôt redondantes, tantôt inexistantes.

De plus, les relations entre le concessionnaire et le concédant étaient particulièrement dégradées et une grande défiance s'était installée entre l'ensemble des acteurs du système électrique polynésien.

La centralisation des attributions en matière d'énergie au niveau de la présidence du gouvernement, puis de la vice-présidence, a permis d'améliorer la coordination de l'action administrative, d'autant qu'elle s'est accompagnée d'une réattribution au Service de l'énergie et des mines de l'essentiel des compétences relatives au contrôle des concessions et à la fixation des prix de l'électricité. De plus, la qualité du dialogue entre le concessionnaire et le concédant s'est considérablement améliorée. Plusieurs audits techniques et financiers du concessionnaire ont ainsi pu être menés à bien. Ils apportent un éclairage sur la situation des concessions exploitées par EDT, qui n'avait pas pu être suffisamment donné par les rapports annuels du délégataire.

Ces progrès ont également permis l'ouverture de discussions entre le pays et le concessionnaire sur la refonte d'un système tarifaire.

1.3.2. Les progrès réalisés sont encore nettement insuffisants

Si des progrès ont été accomplis, les démarches entreprises jusqu'ici restent encore très insuffisantes pour produire des résultats tangibles.

Ainsi, en matière d'audit comptable du concessionnaire, la mission avait précédemment recommandé d'organiser un contrôle pluriannuel, confié au même cabinet d'expertise comptable, de manière à bâtir progressivement une compétence au sein des entreprises prestataires chargées du

contrôle. Un marché pour une mission d'audit ponctuelle a bien été passé et a permis de produire quelques résultats. Mais ce contrat n'a pas été renouvelé, si bien que les constats qui auraient mérité d'être approfondis n'ont pas pu l'être.

Parallèlement, les préconisations en matière de développement des ressources et des compétences de l'administration n'ont été que très partiellement suivies. Le Service de l'énergie et des mines s'est vu attribuer, très récemment, un poste supplémentaire. Ses moyens demeurent encore en net décalage avec les besoins permettant un contrôle efficace de concessionnaire.

Cette insuffisance du contrôle du concessionnaire est très dommageable pour le fonctionnement optimal du système électrique, et la mission considère qu'elle est en grande partie la cause de la situation actuelle, notamment du niveau trop élevé des prix de l'électricité. En effet, l'absence de reporting à une autorité de contrôle est inévitablement génératrice de dérive des coûts.

La mission a constaté, sur cette question du contrôle du concessionnaire par le concédant, une très nette évolution de la direction de l'entreprise EDT, qui a indiqué à plusieurs reprises qu'elle estimait qu'un tel contrôle était naturel et nécessaire.

2. La refonte de la formule tarifaire doit reposer sur une comptabilité analytique définie et contrôlée par le concédant

Le Pays a engagé une négociation avec le concessionnaire en vue d'établir une formule de prix fondée sur des unités d'œuvre et des forfaits. La mission considère que cette approche n'est acceptable que dans la mesure où l'exactitude et la légitimité des charges prises en compte pour le calcul des forfaits sont établies.

Or, à ce jour, le montant des forfaits proposés par EDT n'a pas pu être suffisamment expertisé par le Pays. La mission préconise donc que soit prévue dans l'avenant une clause stipulant que le montant initial de ces forfaits sera réajusté annuellement, à la hausse ou à la baisse, pour prendre en compte le résultat des audits et de la comptabilité analytique.

Par ailleurs, la mission préconise que le Pays encadre annuellement l'évolution de l'enveloppe des charges couvertes par le tarif pour prévenir toute dérive des coûts et imposer des gains de productivité.

La mission recommande que le Pays :

- définisse préalablement les principes de la comptabilité analytique, que doit produire le concessionnaire, pour l'affectation des charges au calcul des composantes la rémunération, et qu'il procède ensuite au contrôle de la sincérité de cette comptabilité ; cette démarche a, d'ailleurs été dès à présent engagée par le Pays à l'instigation de la mission ;
- mette en place une régulation de l'évolution des charges prises en compte pour le calcul du tarif ;
- institue un cadre législatif transparent pour la péréquation des tarifs entre les concessions.

Par ailleurs, la mission suggère une évolution des pratiques en matière de lissage des prix des hydrocarbures.

2.1. Le pays négocie une formule tarifaire fondée sur une logique forfaits établis sur la base des coûts constatés dans le passé

2.1.1. Des négociations ont été engagées entre le Pays et le concessionnaire sur un projet d'avenant modifiant les modalités tarifaires du contrat de concession

La mission a été informée de l'existence de discussions entre le Pays et le concessionnaire sur la modification des modalités tarifaires du contrat de concession. Les orientations envisagées à ce stade des négociations ne correspondent pas à celles qu'elle aurait proposées s'il s'était agi pour elle de construire ex-nihilo une nouvelle formule tarifaire.

Toutefois, compte-tenu de l'état d'avancement des discussions, de ce qu'il existe plusieurs approches possibles pour fixer le niveau d'un tarif et de ce qu'il n'est pas apparu d'éléments particuliers justifiant de remettre en cause la démarche qui avait été engagée par le Pays et EDT, la mission a pris acte de l'avancement des travaux et inscrit ses propositions dans ce cadre.

2.1.2. La formule tarifaire envisagée est basée sur une logique d'unités d'œuvre et de forfaits

A ce stade des discussions, la formule tarifaire envisagée se fonde sur une logique de rémunération établie à partir des coûts constatés les années précédentes, suivie d'une période au cours de laquelle les composantes de la formule sont indexées.

Le niveau global de rémunération du concessionnaire est ainsi fixé par un paramètre dit de « facturation conventionnelle de l'énergie » (chapitre 11.2 du projet d'avenant). Celui-ci résulte de l'addition, pour chaque concession, de plusieurs composantes tarifaires qui distinguent les rémunérations associées aux principaux périmètres de charges : production d'électricité, achat d'énergie aux tiers, distribution, commercialisation et transport. Il intègre également une composante liée au résultat financier. Les recettes de transport sont reversées à la Société de Transport d'Énergie électrique en Polynésie, concessionnaire du réseau de transport (TEP). Cette approche est conforme aux préconisations issues de la mission précédente.

Les principales composantes sont établies sur une logique d'unités d'œuvre et de forfaits. Les unités d'œuvre constituent des facteurs de proportionnalité des charges liées à chaque activité. Les forfaits correspondent aux montants de rémunération unitaires associés. Il existe toutefois des exceptions : les combustibles, les achats d'énergie aux tiers, les redevances payées au concessionnaire de transport et le résultat financier sont pris en compte à hauteur des montants de charge (ou de produits) correspondants, après application d'une majoration pour frais de gestion s'agissant des deux premiers. Le montant des forfaits est actualisé annuellement, en fonction d'une combinaison de l'indice des prix à la consommation et de l'indice des produits et services divers.

Dans le temps qui lui était imparti, la mission n'a pas pu examiner de manière approfondie le mode de calcul des forfaits. Toutefois, les documents qui lui ont été soumis appellent de sa part les remarques suivantes:

- l'indexation retenue ne prévoit pas de gain de productivité ;
- l'indice des prix à la consommation est en général majoré d'un point, sans raison apparente ;

- la marge proposée au titre des frais de gestion pour l'activité d'achat de combustible est exprimée en pourcentage de la valeur des achats, alors que ces frais de gestion ne varient pas proportionnellement aux prix du pétrole.

Le choix d'une indexation des forfaits d'une année sur l'autre à travers des indices statistiques évite, certes, de devoir procéder chaque année au recalage des composantes tarifaires avec la comptabilité. Elle offre également au concessionnaire une visibilité pluriannuelle sur l'évolution de sa rémunération. Toutefois, ce procédé ne doit pas être employé sur des périodes de temps trop longues, au risque de voir inévitablement apparaître une divergence entre la rémunération et les charges sous-jacentes. Une période de 5 ans, telle que prévue par le projet d'avenant, constitue un horizon maximal.

Toutefois, dès lors que le concessionnaire est en mesure de remettre annuellement une comptabilité analytique suffisamment détaillée, la mission s'interroge sur l'opportunité de maintenir une indexation, compte-tenu de son caractère nécessairement approximatif.

Au final, il apparaît que le véritable enjeu n'est pas tant dans le choix des paramètres de la formule que dans l'identification, à travers une comptabilité analytique établie selon les règles fixées par le concédant, et des audits, des périmètres de charges qui permettent le dimensionnement des forfaits. Or, la mission considère qu'à ce jour, le montant des forfaits proposés par EDT n'a pas pu être suffisamment expertisé par le Pays.

2.2. Afin d'assurer une juste rémunération de chaque activité et de chaque concession, le pays doit clarifier les règles d'affectation des coûts

2.2.1. Il appartient au Pays de fixer les principes de la comptabilité analytique que doit lui fournir le concessionnaire et en vérifier le respect

Dans une logique de couverture des coûts, afin d'établir les composantes de la rémunération associée à chaque activité, il appartient au concédant préalablement :

1. de définir le périmètre des charges associées à chaque activité et à chaque concession, ainsi que leur décomposition en autant de catégories que nécessaire ;
2. d'établir leur mode de calcul, pour les charges calculées, comme les amortissements, et pour les charges réparties, comme les frais de services communs.

Ces règles, qui doivent être imposées au concessionnaire par le concédant, conduisent à l'élaboration d'une comptabilité analytique. Le concédant doit également fixer le format précis et détaillé de présentation des résultats et leur support.

La mise en œuvre de ces principes, sur lesquels l'entreprise EDT a fait connaître à la mission son accord de principe, nécessite l'établissement par les pouvoirs publics des règles détaillées du reporting qui s'impose aux concessionnaires.

Pour initier l'exercice, la mission recommande que l'opérateur propose une grille d'analyse, en fonction de sa propre pratique. Il appartiendra alors au Pays, en fonction des objectifs de contrôle

qu'il se fixera, d'établir un « dialogue de gestion » avec le concessionnaire, afin d'accroître la pertinence des principes proposés et, si besoin, de préciser les méthodologies.

Cette démarche est nécessairement évolutive, surtout les premières années. Le Pays doit, en effet, prendre en compte le retour d'expérience des contrôles antérieurs et des divergences d'appréciation qu'ils auraient pu mettre en évidence, pour affiner et améliorer sa démarche.

2.2.2. La comptabilité analytique doit être contrôlée par un auditeur indépendant

La comptabilité analytique exposée par le concessionnaire selon les principes fixés par le concédant doit faire l'objet d'un contrôle annuel par un auditeur indépendant.

Dans son précédent rapport, la mission avait déjà souligné la nécessité de recourir à des commissaires aux comptes pour analyser le reporting du concessionnaire. Elle avait également souligné la nécessité de développer une relation durable avec le prestataire de contrôle, dans un contexte où les entreprises locales compétentes n'entretenant aucun lien avec le principal concessionnaire ou les sociétés qui lui sont liées sont rares, et de lui permettre de construire ainsi une expertise sur la durée. Elle avait donc préconisé des contrats d'audit pluriannuels. La mission regrette que cette continuité d'action n'ait pas pu être assurée jusqu'à présent.

L'audit doit, en premier lieu, permettre de vérifier la conformité de la comptabilité exposée par le concessionnaire avec les principes d'élaboration fixés par le Pays. Toutefois, il ne sera matériellement pas possible de contrôler chaque année l'intégralité de la comptabilité. Il convient donc de mettre en place une stratégie pluriannuelle de contrôle par échantillonnage. Celle-ci débutera par la vérification de la bonne affectation des charges à chacun des périmètres et se poursuivra, les années suivantes, par le contrôle approfondi de l'un ou de plusieurs de ces périmètres, en commençant par les plus importants en termes de montants, ou les plus complexes.

Par ailleurs, la mission confiée au commissaire aux comptes doit également comporter un volet de conseil au Pays sur :

- l'appréciation de la performance de l'opérateur au regard d'entreprises comparables ;
- l'amélioration du reporting et la mise en œuvre de bonnes pratiques, par des propositions de modification des règles de la comptabilité analytique (modification des clés d'affectation pour mieux tenir compte de la réalité des charges induites par chaque activité,...).

A l'issue de ce contrôle, le Pays doit procéder à un retour d'expérience, et peut notamment :

- décider de réaffecter les charges d'un périmètre à l'autre pour l'avenir, mais aussi, si nécessaire, à titre rétroactif ;
- exclure certaines charges ou recettes, dont la prise en compte ne serait pas fondée (ou, au contraire, les réintégrer si elles avaient été indûment exclues) ;
- refuser la prise en compte de certaines charges, ou la différer dans l'attente de précisions sur leur caractère fondé.

Lors des entretiens avec la mission, EDT a proposé de faire certifier la comptabilité analytique par ses propres commissaires aux comptes. Cette proposition permettrait certes à l'entreprise de s'assurer de la qualité du reporting qu'elle soumet à l'autorité concédante. Toutefois, le contrôle par un

auditeur désigné par le Pays doit également participer d'une mission de conseil, à travers notamment de l'analyse critique des comptes de l'opérateur. Les auditeurs d'EDT ne semblent pas à la mission en mesure d'exercer cette fonction sans s'exposer à un risque de conflit d'intérêt. Ainsi, si cette proposition va dans le bon sens, elle ne saurait se substituer au contrôle d'un auditeur désigné par le Pays, ce dont EDT convient. Par suite, la société devra veiller à ce que le coût de la certification reste proportionné à sa valeur ajoutée.

2.3. La garantie de couverture des charges doit avoir pour contrepartie une régulation par le pays de leur évolution

En l'absence de contrôle, la garantie de prise en compte des charges constatées dans le calcul de la rémunération du concessionnaire envisagée comporte le risque d'une dérive des coûts. Pour prévenir ce risque de dérive, la mission propose la mise en place d'une régulation par le Pays de l'évolution des charges (logique de « price cap »). Par cette approche, le Pays assurera un contrôle de gestion du concessionnaire et se prononcera annuellement sur la prise en compte dans le calcul des tarifs d'un projet de budget annuel, voire, notamment pour les investissements, pluriannuel.

2.3.1. L'intégration des investissements à la base d'actifs prise en compte pour le calcul des tarifs devrait faire l'objet d'un accord préalable du pays

Le concessionnaire devrait soumettre à l'autorisation préalable de l'autorité concédante les investissements entrant dans le périmètre de la concession et pris en compte pour le calcul des tarifs. Cette autorisation sera donnée

- de manière individuelle, à partir d'un certain montant ;
- sous la forme d'une enveloppe annuelle, pour les petits investissements courants, avec néanmoins une identification en fin de période des actifs individuels.

Cette démarche doit permettre une identification précise de chaque actif, de sa valeur comptable, ainsi que de ses modalités d'amortissement et, le cas échéant, de sa rémunération. Compte-tenu du caractère nécessairement pluriannuel des engagements, elle doit s'inscrire dans le cadre d'un budget prévisionnel pluriannuel.

2.3.2. En situation d'asymétrie d'information, l'évolution des charges d'exploitation devrait être encadrée par l'introduction d'une régulation incitative

Comme pour toute délégation de service public, l'encadrement des charges d'exploitation par l'autorité concédante est un exercice particulièrement complexe, en raison de l'asymétrie d'information à laquelle elle est confrontée. N'exerçant par le pouvoir de gestion, l'autorité concédante est généralement dans l'incapacité d'évaluer avec précision la trajectoire budgétaire optimale.

L'augmentation maximale des charges d'exploitation d'une année sur l'autre peut être établie par indexation en référence à des indicateurs pertinents compte-tenu de la nature des charges. Elle doit aussi intégrer un objectif de gain de productivité.

Par ailleurs, dans une situation d'asymétrie d'information, la mise en œuvre d'un principe de « régulation incitative » permet d'inciter l'opérateur à rechercher de lui-même, à travers un partage des gains avec le Pays, des gains de productivité supérieurs à l'objectif qui lui aura été assigné. Cette

approche repose sur un partage entre l'opérateur et le concédant des gains de productivité supérieurs à la trajectoire définie par indexation.

2.3.3. Le concessionnaire doit se placer en situation de démontrer sa maîtrise des coûts externes

La maîtrise des coûts passe également par un contrôle des coûts externes à l'entreprise. Il s'agit, de la sorte, d'éviter que le concessionnaire puisse procéder à un transfert, vers des entités extérieures au périmètre du contrôle, des marges qu'il ne peut dégager sur son périmètre propre. Ce point doit être d'autant plus surveillé que le groupe GDF-SUEZ a annoncé une stratégie à l'attention de toutes ses filiales visant à accroître les synergies entre ses différentes entités, notamment entre celles présentes sur une même zone géographique.

EDT doit donc justifier auprès du Pays des démarches entreprises pour minimiser le coût de ses achats externes, y compris et surtout les achats intra-groupe. Pour ce faire, la société doit recourir de manière systématique à des appels d'offres, ou, à tout le moins, en fonction des montants en jeu, à un dialogue compétitif le plus ouvert possible, tant pour les achats de matériels que pour les prestations. Elle doit également optimiser ses modalités de financement, notamment le financement intra-groupe des investissements ou du fonds de roulement et des placements financiers, qui doivent être systématiquement comparés préalablement aux offres des établissements bancaires actifs sur le territoire. Enfin, le recours aux personnels détachés, généralement plus coûteux que les personnels locaux, devrait être limité et strictement encadré.²

En l'absence de justification, ou s'il apparaissait que l'entreprise n'avait pas choisi la meilleure offre, le Pays serait fondé à réduire la prise en compte des charges correspondantes dans les tarifs à due concurrence des coûts résultant d'une gestion optimale des achats, financements et personnels détachés.

2.3.4. Les dépenses relevant d'une décision discrétionnaire devraient être encadrées par référence aux coûts engagés par des entreprises placées en situation équivalente

Certaines dépenses relèvent de choix discrétionnaires de l'entreprise, sans qu'il existe nécessairement de critère permettant une justification rationnelle précise à leur montant. C'est tout particulièrement le cas des dépenses de communication, s'agissant d'une entreprise en situation de monopole qui n'a pas besoin de se distinguer de ses concurrents pour conquérir des parts de marché.

Toute société, même en situation de monopole, est, certes, légitime à engager des dépenses de communication institutionnelle, en vue notamment d'apporter une information sur les bonnes pratiques en matière de sécurité des personnes à proximité des ouvrages de voie publique ou de maîtrise des consommations, ainsi que de favoriser l'acceptation de ses projets industriels. Même si

² EDT a fait savoir :

1. que ses principaux marchés font bien l'objet d'appels d'offres ou de mise en concurrence entre les fournisseurs disponibles, conformément à la politique d'achat du groupe
2. que depuis plusieurs années ses placements financiers sont réalisés auprès d'établissements bancaires locaux
3. qu'à ce jour deux salariés sur 500 sont en détachement et que ces contrats ne concernent que des métiers pour lesquels l'expertise locale n'est pas disponible.

les besoins semblent très inférieurs à ceux d'une entreprise en situation de concurrence, il n'y a pas lieu d'exclure par principe ce type de dépenses.

Toutefois, en l'absence de critère économique objectif, les montants devraient être mieux encadrés par une comparaison avec le niveau des dépenses engagées par d'autres entreprises polynésiennes, placées dans des situations de marché comparables. Le Pays pourrait ainsi se livrer à un exercice de benchmark, notamment au sein des entreprises exploitant des monopoles locaux et sur lesquelles il exerce un contrôle (OPT, Air Tahiti,...). Il pourrait ainsi définir une enveloppe de dépenses moyenne, en veillant à écarter du périmètre de l'analyse les dépenses engagées par les entreprises du panel au titre de leurs marques et activités dans des secteurs concurrentiel tels que les services mobiles pour l'OPT, ou la promotion des îles à destination des touristes pour Air Tahiti (dans la mesure où ce type de campagne vise à accroître le trafic, en mobilisant une clientèle qui n'est pas à proprement parler captive).

Enfin l'objet même des campagnes de communication, caractérisé par le message véhiculé, devrait être encadré. Les campagnes engagées en dehors de ce cadre restent possibles, mais leur financement devra être pris sur la marge de l'entreprise.

2.3.5. Le respect par l'exploitant du cadre de régulation aboutit à la prise en compte des charges dans le calcul du tarif

Le contrôle de la gestion du concessionnaire doit conduire le Pays à se prononcer sur la prise en compte des coûts exposés pour le calcul du tarif. Les charges non justifiées, celles qui ne sont pas explicitement couvertes par le contrat de concession ou celles engagées hors des procédures de contrôle en place, devraient être systématiquement exclues du périmètre des charges à couvrir par le tarif et conduire à un ajustement des forfaits.

Dans le cas où la justification serait établie a posteriori, les charges correspondantes pourraient être réintégrées à l'occasion d'un exercice ultérieur.

Les charges dont les montants se révèlent supérieurs à ceux résultant d'une gestion optimale de l'activité considérée pourraient parfaitement faire l'objet d'une prise en compte partielle, à charge pour le Pays d'établir le juste montant des dépenses à prendre en compte.

2.3.6. Cette réforme peut être introduite par voie d'avenant. Toutefois une loi de Pays permettrait sa mise en œuvre plus rapidement sur l'ensemble des concessions

En théorie, et sous réserve de l'accord des parties, le volet « encadrement des dépenses » de la réforme tarifaire pourrait être introduit par voie d'avenant aux contrats de concession.

Toutefois, une loi de Pays permettrait d'accélérer la réforme, en clarifiant et uniformisant la gestion de l'ensemble des concessions d'électricité, de refonder l'autorité des concédants et d'offrir aux concessionnaires des voies de recours contre les décisions administratives qui leur sont ensuite opposées.

Cette loi de Pays peut également être conçue comme une trame d'une réforme plus générale de la gestion de l'ensemble des concessions qui, sur le territoire, présentent des problématiques connexes, hors du domaine de l'électricité.

Dans cette logique, la loi devrait prévoir les principes d'encadrement des charges ainsi que la procédure et les critères de contrôle,. Un arrêté de Pays ou une décision du syndicat d'électrification acterait ensuite annuellement le montant des charges retenues.

Compte-tenu de la complexité de l'activité pour les petits syndicats, le pays aurait également intérêt à mettre en place au sein de l'administration en charge de l'énergie une petite cellule de support. Celle-ci trouverait de fortes synergies avec l'activité de gestion qui incomberait au Pays dans le cadre d'un système de péréquation réformé (voir ci-après).

2.4. Le système de péréquation entre les concessions devrait être étendu à l'ensemble du territoire et s'inscrire dans un cadre juridique robuste

2.4.1. Le système de péréquation devrait viser un rééquilibrage de l'économie de toutes les concessions des archipels

Ainsi que cela a été indiqué en introduction, la reprise par EDT de l'exploitation déficitaire de certaines concessions des archipels en contrepartie de l'application, hors cadre législatif, d'une majoration tarifaire sur la concession Tahiti-nord n'est pas conforme aux principes de la commande publique. En outre, ce système de péréquation entre les seules concessions EDT fait obstacle à l'exercice de la concurrence dans le secteur de la distribution d'électricité sur l'ensemble de la Polynésie française.

Par ailleurs, le prélèvement opéré sur les consommateurs de la concession Tahiti-nord ne bénéficie pas aux concessions des archipels ne relevant pas du périmètre des concessions d'EDT, notamment les régies, alors que leur situation financière est aujourd'hui, pour la plupart, structurellement très dégradée.

La mission n'a pas vocation à se prononcer sur de choix de maintenir un système de péréquation des prix de l'électricité entre les concessions polynésiennes. Il s'agit là d'un choix politique, qui doit être décidé par l'Assemblée de Polynésie française, dans son principe et dans ses montants. Si toutefois, la péréquation devait être maintenue, la mission considère qu'elle devrait bénéficier à l'ensemble des concessions et régies. Le système devrait, en outre, s'inscrire dans un cadre juridique robuste et bénéficier d'une meilleure transparence sur les sommes en cause.

2.4.2. La péréquation devrait reposer sur un système de prélèvements et de reversements organisé par voie législative et placé sous l'autorité du Pays

Afin de répondre aux enjeux énoncés précédemment, la mission recommande d'inscrire la péréquation dans un texte législatif et de placer sa gestion sous l'autorité du Pays, à travers le dispositif suivant :

- Le Pays fixe un prix de vente pour chacune des concessions et régies, dont les recettes cumulées permettent d'assurer un équilibre financier dans leur ensemble. Ce prix peut être unique ou modulé par concession, selon que le Pays souhaite mettre en œuvre une péréquation totale ou partielle.

- Parallèlement, le Pays institue un prélèvement sur les concessions bénéficiaires, qui alimente un fonds public dédié, qui reversera aux concessions et régies déficitaires les sommes nécessaires pour compenser leur déficit d'exploitation. Une règle budgétaire pérenne doit prévoir la stricte interdiction de placer le fonds en situation débitrice, ainsi que les principes de compensation applicables dans le cas où les sommes provisionnées seraient inférieures aux besoins de reversement.
- Afin de prévenir tout risque de dérive des coûts ou de pratiques de tarification clientélistes au sein des concessions et régies bénéficiant de la péréquation, le déficit pris en compte pour établir le reversement devrait être encadré, pour les recettes par la stricte application du tarif aux volumes d'électricité vendus et, pour les charges par la définition d'une enveloppe maximale d'engagement définie par le Pays dans des conditions de contrôle identiques à celles applicables à la concession Tahiti-nord, décrite précédemment. En agissant sur le montant de la compensation versée aux concessions déficitaires, le Pays se place nécessairement, à travers la péréquation, en situation d'exercer une influence dans la gestion des concessions et régies ne relevant pas juridiquement de sa compétence. Mais il s'agit là d'une des conditions incontournables à la mise en place d'un dispositif vertueux de péréquation. Le pays pourra, d'ailleurs, à l'occasion de ce contrôle, apporter un appui technique aux autorités concédantes dans le contrôle de leur concessionnaire.
- Enfin, afin d'assurer une pleine transparence sur le coût de la péréquation, les concessionnaires et les régies devraient faire figurer sur les factures des clients le coût ou, selon le cas, le bénéfice tiré de la péréquation. Dans l'idéal, ce montant devrait être individualisé en fonction de la consommation du client. En pratique, compte-tenu de la structure tarifaire actuelle, et de la répartition par tranches des consommations différente selon les concessions, il semble très difficile d'associer à la péréquation un coût unitaire par kWh fiable. La mission privilégie, donc plutôt, dans un premier temps, l'affichage sur les factures du montant global prélevé ou reversé à la concession ou régie, avec éventuellement la conversion en « montant unitaire moyen ».

2.4.3. La réforme du système de péréquation passe nécessairement par une loi de Pays

Compte-tenu de ses implications fiscales, la réforme du système de péréquation proposée passe nécessairement par une loi de Pays. Au-delà des principes énoncés précédemment, celle-ci devra en outre prévoir les procédures et le calendrier annuel des travaux (exercice de prévision et de régularisation aboutissant à la fixation des montants de prélèvement et de reversement, rythme annuel des prélèvements et des reversements, règles de contrôle...). Ce calendrier devra s'articuler avec les principes et les calendriers de fixation des tarifs et le contrôle de gestion prévu par les contrats de concession. Une adaptation de ces contrats à ce nouveau cadre législatif pourrait donc s'avérer nécessaire.

En fonction des règles budgétaires applicables en Polynésie française, la fixation du montant des prélèvements et des reversements pourra relever d'un arrêté en Conseil de ministres, solution la plus souple, ou d'un article de loi de Pays votée en session budgétaire de l'Assemblée territoriale.

Dans temps qui lui était imparti, la mission n'a pu examiner les données comptables précises de la péréquation pratiquée actuellement. Elle considère néanmoins que l'extension de la péréquation aux concessions et régies qui n'en bénéficient pas aujourd'hui, ne devrait pas, compte-tenu de leur taille et du potentiel de maîtrise des coûts qu'elle implique, modifier sensiblement les équilibres financiers actuels.

2.5. Les pratiques de lissage des prix des hydrocarbures devraient évoluer

2.5.1. Le FRPH assure une fonction de lissage des prix dans le temps et organise des subventions croisées entre divers secteurs économiques

Depuis de nombreuses années, le Pays intervient sur le prix des hydrocarbures vendus sur le territoire à travers un Fonds de régulation des prix des hydrocarbures (FRPH). Ce fonds assure principalement deux fonctions :

- Le lissage dans le temps de l'évolution des prix de ventes : lorsque les prix baissent sur les marchés internationaux, le fonds est alimentés par une diminution plus lente des prix de vente aux consommateurs et lorsqu'ils augmentent, le décaissement des fonds permet de subventionner les prix de vente afin qu'ils augmentent moins rapidement ;
- Le subventionnement de certaines activités économiques (pêche, boulangerie, certaines activités de transport...), dont la production d'électricité : les catégories d'utilisateurs correspondants bénéficient d'une diminution du prix de vente, compensées par une majoration des prix appliquée aux autres utilisateurs, notamment les automobilistes.

2.5.2. La fonction de lissage mobilise un fonds de roulement important et peine à s'équilibrer

La fonction de lissage mobilise un fonds de roulement important entre les périodes d'encaissement et de décaissement.

De plus, les fortes incertitudes sur l'évolution des consommations et surtout des prix sur les marchés internationaux, ajoutées à une propension à répercuter plus rapidement les baisses que les hausses, conduisent à des erreurs de prévisions fréquentes. En conséquence, le fonds a connu des déséquilibres importants.

A la faveur de la conjoncture à la baisse sur les marchés des produits pétroliers, le fonds se trouve aujourd'hui en situation d'équilibre, ce qui ouvre une fenêtre d'opportunité pour une réforme.

2.5.3. La technique des achats à terme permettrait d'assurer la fonction de lissage à moindre risque

La fonction de lissage des prix des hydrocarbures pourrait être assurée sans risque budgétaire par la technique des achats à terme. Cette technique consiste à acheter les produits pétroliers sur des marchés de produits dérivés de manière fractionnée, chaque mois, plusieurs années à l'avance et jusqu'à la date de livraison.

Cette technique permet de bénéficier des tendances du marché à plusieurs échéances, ce qui permet de lisser les variations liées à des événements ponctuels. Elle permet, en outre, d'estimer le coût d'approvisionnement de manière relativement précise bien avant l'échéance de livraison.

En revanche, elle ne permet pas d'obtenir une diminution des prix : en espérance, le prix est identique à celui d'un achat au jour le jour (il peut être tantôt inférieur, tantôt supérieur, en fonction de l'orientation du marché). Par le caractère systématique des quantités achetées à chaque échéance, la technique ne vise pas non plus à mettre en œuvre des pratiques d'optimisation fondées sur des anticipations de prix, ce qui ferait courir un risque spéculatif sur le coût d'approvisionnement.

Cette technique est pratiquée de longue date dans la plupart des compagnies aériennes. Elle a également été mise en œuvre avec succès depuis plusieurs années à la demande de la CRE par EDF – Systèmes Electriques Insulaires pour l'achat du fuel destiné aux centrales électriques en service dans les départements d'outre-mer.

Concrètement, il pourrait s'agir, par exemple, d'acheter environ 1/36^{ème} des quantités nécessaires à la date de livraison, chaque mois à date fixe, à partir de 3 ans avant l'échéance. En pratique, les quantités sont légèrement inférieures pour tenir compte de l'incertitude sur le volume de consommation à l'échéance. Une régularisation des volumes intervient lorsque ces volumes peuvent être mieux appréhendés.

En règle générale, il ne s'agit pas d'acheter des produits pétroliers proprement dit, mais des produits financiers de couverture, ayant pour sous-jacent les prix de différents produits pétroliers. Ils sont généralement proposés par l'intermédiaire d'établissements bancaires ou de courtiers. L'expérience de la mise en œuvre de cette technique pour les achats de fuel destiné à la production d'électricité dans les départements d'outre-mer tend à montrer que les commissions prélevées par ces intermédiaires sont faibles au regard des montants d'achats.

2.5.4. Le basculement sur un système d'achat à terme repose sur une modification de la formule tarifaire

En pratique, les produits pétroliers ne sont pas achetés par le Pays, mais par des importateurs pétroliers. Le Pays se borne à en fixer le prix de vente, en fonction du coût d'approvisionnement constaté et des mesures de régulation qu'il met en œuvre.

D'un point de vue contractuel, il existe donc plusieurs solutions :

- soit EDT contractualise ses approvisionnements en fuel lourd avec son importateur, à un prix qui reflète la moyenne pondérée des prix constatés sur les marchés, à charge pour le pétrolier d'assurer sa propre politique de couverture ;
- soit EDT maintient sa politique d'approvisionnement inchangée et acquiert, par lui-même, des produits de couverture sur les marchés.

Dans tous les cas, la formule de prise en compte du coût des approvisionnements en combustible prévue par le contrat de concession est modifiée pour tenir refléter le nouveau mode de lissage des prix.

La mise en œuvre de la réforme repose donc sur une modification du mode de calcul du prix de vente au client final qui prenne en compte les prix à terme constatés sur les marchés, pondérés par les volumes sur la période retenues. Dès lors, les importateurs sont libres d'adopter une stratégie d'approvisionnement qui réplique exactement la nouvelle formule tarifaire, approche qui limite les risques, ou d'opter pour une autre stratégie, plus spéculative.

En tout état de cause, afin de ne pas induire de déséquilibre dans l'économie de l'activité, la réforme doit être suffisamment anticipée pour permettre aux importateurs de répliquer, s'ils le souhaitent, la formule tarifaire dans leur stratégie d'approvisionnement.

La réforme peut être mise en œuvre pour les seuls approvisionnements des centrales électriques, ou être étendue à l'ensemble des approvisionnements en hydrocarbures. La première option ne présente pas de difficulté, dans la mesure où les achats s'inscrivent dans le cadre d'un contrat prévoyant à l'avance le volume d'approvisionnement.

Dans la deuxième option, compte-tenu du contexte de concurrence et de l'absence d'engagement sur les volumes importés, il existe un risque que l'importateur optimise sa marge par une stratégie de lissage qui s'écarte de la formule contractuelle, en limitant les volumes importés lorsque sa stratégie d'achat sur les marchés se révèle déficitaire, ce qui pourrait conduire à une rupture d'approvisionnement. Dans ce cas de figure, le Pays doit imposer aux importateurs des engagements sur les volumes livrés (ces engagements seraient par exemple attribués à chaque importateur en fonction d'un historique d'approvisionnement et seraient échangeables entre les importateurs en fonction de leurs prévisions de développement).

3. Le rôle de la TEP dans l'organisation du système électrique devrait être renforcé

Comme cela a déjà été dit, le gouvernement est aujourd'hui très dépendant de l'expertise d'EDT pour la formulation de sa politique énergétique. Par ailleurs, l'entreprise exerce des missions déterminantes pour le bon fonctionnement du marché : évaluation des perspectives d'équilibre offre – demande, dispatching de la production (et restriction de production éventuelle, pour les producteurs photovoltaïques) et acheteur unique de la production. Or, l'entreprise n'est pas un acteur totalement neutre vis-à-vis des activités concurrentielles de production et de distribution, dans la mesure où elle y détient une position dominante. La mission considère que cette ambivalence est de nature à contrarier, voire empêcher le développement de la concurrence dans ces deux secteurs.

Afin d'y remédier, la mission recommande de renforcer le rôle de la TEP, en transformant l'entreprise en un véritable gestionnaire de réseau indépendant. Pour ce faire, elle suggère de lui transférer un bloc de compétences constitué des activités :

- de dispatching ;
- d'élaboration du bilan prévisionnel de l'équilibre offre – demande ;
- d'achat de l'électricité produite par les moyens centralisés pour revente aux distributeurs.

3.1. Le Pays doit s'appuyer sur une expertise pluraliste

3.1.1. Le monopole intégré est source de confusion d'intérêts

EDT est aujourd'hui la principale source d'expertise dans le domaine de l'électricité sur le territoire. L'entreprise réalise, ou fait réaliser la très grande majorité des études techniques, y compris dans le domaine du transport d'électricité, pourtant de la compétence de la TEP. Bien que d'autres bureaux d'études soient présents sur le territoire, le pluralisme n'est pas, pour autant, pleinement assuré : EDT demeure, et de loin, le principal commanditaire.

La mission, dans le temps limité dont elle disposait, n'a pas identifié de dérive manifeste. Toutefois, le risque existe clairement qu'un certain nombre de décisions du concessionnaire dans ses activités en monopole soient dictées par la volonté de protéger sa situation, notamment dans ses activités relevant du secteur concurrentiel.

En l'absence de personnel et de budget suffisants pour faire réaliser ses propres analyses, le Pays ne dispose pas d'expertise contradictoire suffisamment étayée sur laquelle s'appuyer pour définir ses choix en matière énergétique.

Cette difficulté sera particulièrement évidente lorsqu'il s'agira de définir une politique de transition énergétique. Dans cette situation, et confronté au risque réel de mettre en péril la sécurité d'approvisionnement, il peut légitimement être tenté de suivre les propositions qui sont élaborées par le principal opérateur.

3.1.2. La situation d'EDT rend difficile le développement de la concurrence

L'influence qu'est susceptible d'exercer EDT dans la définition de la politique énergétique constitue un réel handicap pour le développement de la concurrence sur le territoire. Compte-tenu des difficultés pour le gouvernement à réunir des éléments d'analyse suffisamment robustes pour procéder à une critique des préconisations du principal opérateur, un nouvel entrant dans les domaines de la production ou de la distribution peut légitimement craindre que les choix politiques favorisent l'opérateur en place.

Les producteurs photovoltaïques rencontrés par la mission ont, ainsi, tous évoqué devant la mission les obstacles qui seraient mis par EDT à l'exercice de leur activité, soit directement, soit à travers le lobbying qu'exercerait la société auprès des pouvoirs publics. Si la mission reconnaît la légitimité de certaines de ces mesures, elle considère qu'elles mériteraient en tout état de cause d'être élaborées dans un cadre de concertation beaucoup plus ouvert. Dans son précédent rapport, la mission avait, d'ailleurs, avancé des propositions d'amélioration par la mise en place d'instances de concertation, qui n'ont pas été suivies d'effet.

Dans le même ordre d'idée, les candidats à l'attribution de la concession hydro-électrique de la Vaiiha proposent des projets de natures très différentes, mais le gouvernement n'est pas en mesure de déterminer par lui-même les besoins qu'il souhaite satisfaire et les caractéristiques optimales des ouvrages pour y répondre. Dans ce contexte, la mission recommande que la procédure d'attribution de la concession ne soit engagée qu'après qu'un bilan prévisionnel de l'équilibre offre – demande au niveau du territoire ait permis au gouvernement de définir les objectifs de sa politique énergétique.

C'est sur ces bases que doivent être établis le cahier des charges de l'appel d'offre et les critères de comparaison des candidatures.

3.1.3. Le renforcement des missions de la TEP est la solution qui permettrait au Pays de s'appuyer sur une source d'expertise alternative

Afin de prévenir au mieux le risque de confusion d'intérêts, le renforcement du pluralisme devait reposer sur l'intervention d'un acteur indépendant des activités de production, distribution et commercialisation d'électricité. Par ailleurs, afin que la solution proposée reste proportionnée à la taille et aux enjeux du système électrique local, il est préférable de s'appuyer sur les acteurs existants. Dans ce contexte, un renforcement du rôle de la TEP apparaît à la mission comme la solution la mieux adaptée.

Aujourd'hui la TEP est cantonnée dans un rôle d'opérateur du réseau de transport. Elle est propriétaire des infrastructures, qu'elle construit et entretient le plus souvent avec l'appui d'EDT, et ne l'exploite que partiellement. L'objectif serait donc de donner à la société le rôle de gestionnaire du système électrique.

3.2. Le transfert à la TEP du dispatching est une nécessité pour établir une concurrence efficace et équitable

3.2.1. La mission de dispatching consiste à assurer l'équilibre offre - demande à court terme

La mission de dispatching consiste à assurer, en temps réel, l'équilibre entre offre et demande d'électricité. Elle a donc pour objectif d'optimiser l'utilisation des moyens de production et des ouvrages de transport en fonction du niveau de consommation, dans le respect de leurs contraintes techniques et des engagements contractuels. Pour y parvenir, le gestionnaire de réseau établit des prévisions de demande, détermine le planning prévisionnel de l'utilisation des moyens disponibles et décide, en temps réel, et en fonction des aléas de l'exploitation, de leur utilisation effective sur la base de règles qui sont fixées par les pouvoirs publics.

3.2.2. Le transfert à la TEP de l'activité de dispatching est réalisable rapidement

Historiquement dépendante d'EDT pour l'exploitation de son réseau, la TEP a engagé depuis quelques années des investissements et modifié les protocoles entre les deux entreprises, afin d'accroître son autonomie. On peut estimer à un an, le délai nécessaire pour recruter et former les personnels à l'exploitation autonome de ses équipements.

Dans son précédent rapport, la mission avait déjà souligné l'importance de l'enjeu de confier la mission de dispatching à un opérateur neutre et indépendant de l'activité de production. Elle s'était prononcée pour le transfert rapide de la compétence à la TEP et avait déterminé une trajectoire permettant à l'entreprise d'assurer progressivement, sur le terrain, la reprise de l'activité.

Bien que ces préconisations n'aient pas été mises en œuvre, elles restent, du point de vue de la mission, un préalable incontournable à l'établissement d'une concurrence efficace et équitable, principalement dans le domaine de la production, mais aussi dans celui de la distribution.

3.2.3. La recomposition du système électrique présente des enjeux sociaux pour EDT

EDT a invoqué des difficultés d'ordre social que soulèverait le transfert à la TEP de la dizaine de salariés actuellement en charge de l'activité de dispatching. L'entreprise considère, en effet, que le transfert de l'activité de dispatching à la TEP ne pourrait pas s'accompagner du transfert des personnels correspondants, dans la mesure où les statuts et les perspectives de carrières diffèrent d'une structure à l'autre.

La mission considère que cette question, qui ne concerne au maximum qu'une dizaine de salariés d'EDT, doit pouvoir trouver sans trop de difficultés une solution respectueuse des intérêts des personnes. Elle observe qu'en tout état de cause, l'embauche directe de ces personnels par la TEP ou leur mise à disposition de la TEP par EDT, qui se ferait aux conditions de rémunération actuelle et avec le maintien de leurs avantages, serait financièrement neutre pour le système électrique.

3.3. Le gestionnaire indépendant du système électrique doit également avoir pour mission d'appuyer le Pays dans l'élaboration du bilan prévisionnel

3.3.1. Compte-tenu de l'échelle du territoire, la concurrence doit s'envisager dans un cadre régulé, avec un acheteur unique

Le modèle de marché mis en œuvre en Europe continentale est mal adapté à l'échelle du territoire de la Polynésie. En effet, il est illusoire d'y envisager l'émergence d'un signal prix suffisamment robuste pour orienter les investissements. Dans ce contexte, une totale liberté d'installation pourrait avoir des effets contre-productifs : à chaque progrès technologique, ou en fonction des politiques d'attribution de subventions, de nouveaux projets seraient susceptibles d'évincer les producteurs en place, occasionnant inutilement des coûts échoués. Ce risque pourrait s'avérer dissuasif pour les investisseurs. Ils imposeraient en conséquence des périodes d'amortissement plus courtes et des exigences de rentabilité supérieures, au détriment des coûts de production et des intérêts des consommateurs.

Le Pays doit donc définir une stratégie d'approvisionnement à long terme, qui aboutisse à une planification du développement des moyens de production et de la maîtrise de la demande à l'échelle du territoire. A partir de cette planification, une mise en concurrence pour chaque besoin identifié permettrait de sélectionner les opérateurs les plus performants, qui bénéficieraient d'un contrat d'achat de l'électricité produite avec le Pays, ou une autre structure, en vue d'une revente aux concessionnaires ou aux régies de distribution, à un tarif de cession.

3.3.2. La définition d'une stratégie d'approvisionnement repose sur l'élaboration d'un bilan prévisionnel

La définition d'une stratégie d'approvisionnement pertinente au niveau du territoire nécessite d'élaborer un bilan prévisionnel de l'équilibre offre – demande de chaque système électrique. Cet exercice consiste à déterminer, à partir d'hypothèses économiques, les moyens de production (ou les mesures de maîtrise de la demande) et les infrastructures de transport les mieux adaptés et les moins coûteux pour satisfaire à l'évolution envisagée de la consommation à moyen et long terme.

Le dimensionnement de l'ensemble des moyens de production repose sur la définition préalable par les pouvoirs publics d'un critère de défaillance admissible. Ce critère s'apprécie en énergie annuelle,

en capacité de production à la pointe et, en fonction des caractéristiques de la courbe de charge, en capacité de modulation de puissance. Dans le cas polynésien, ce critère pourrait être différent selon les îles, afin de tenir compte de la résilience de chaque territoire à une rupture d'alimentation plus ou moins longue, notamment en fonction de la nature des installations alimentées (hôpitaux, aéroport, industries sensibles, hôtellerie de luxe,...).

3.3.3. La TEP constitue l'appui naturel du Pays pour l'élaboration de la politique énergétique

Le bilan prévisionnel est aujourd'hui élaboré par EDT, pour les seuls territoires où il est concessionnaire de la distribution. A Tahiti, où les moyens de production centralisés (thermiques et hydrauliques) sont mutualisés entre les deux concessions, le contexte s'y prête, car EDT est à la fois concessionnaire de Tahiti-nord et du SECOSUD. Mais, dans l'hypothèse où la concession SECOSUD viendrait à être attribuée à une autre entreprise, elle se retrouverait en situation de devoir réaliser des études sur l'évolution de la consommation et sur l'adaptation de la production, sur un territoire exploité par une autre entreprise et sur lequel elle n'aurait plus toute la visibilité nécessaire.

Ainsi, dans la perspective de l'ouverture à la concurrence du marché de la production et de la distribution, la TEP se trouve être l'acteur naturel sur lequel le pays pourra s'appuyer pour élaborer le bilan prévisionnel ; en effet,

- n'ayant aucune activité dans le domaine de la production et de la distribution, la TEP présente toutes les garanties de neutralité vis-à-vis des activités concurrentielles ;
- dans la mesure où elle n'est ni concurrente des producteurs, ni des distributeurs, la collecte auprès de ces derniers de données commercialement sensibles nécessaires à l'élaboration du bilan n'est pas susceptible de porter atteinte aux secrets industriels et commerciaux liés à leurs activités ;
- par sa position au capital, le Pays a les moyens d'exercer un contrôle plus étroit de l'entreprise.

L'élaboration du bilan prévisionnel permettrait au Pays de disposer des informations objectives qui lui sont indispensables pour la définition d'une politique énergétique. La reprise par la TEP de la mission d'élaboration du bilan prévisionnel ne nécessite aucune disposition d'ordre législatif ou contractuelle et peut s'opérer sans délai.

3.4. La mise en place d'un d'acheteur unique est une mesure nécessaire pour permettre d'ouvrir la concurrence dans le domaine de la production et de la distribution

3.4.1. La mise en concurrence de la concession SECOSUD soulève la question de la mutualisation de la production des moyens centralisés

La question de l'affectation aux concessions de distribution de Tahiti de l'électricité produite par les moyens de production centralisés ne se pose pas aujourd'hui : EDT étant concessionnaire de Tahiti-nord et de SECOSUD, l'entreprise a toujours géré son approvisionnement de manière intégrée. Mais, dans l'hypothèse où la concession de distribution SECOSUD viendrait à être attribuée à une autre entreprise, cette approche ne serait plus possible. Se poserait alors la question de

l'approvisionnement des deux concessions ou régies, et, par voie de conséquence, du rattachement juridique des actifs de production.

En se fondant sur les stipulations des contrats de concession en vigueur, EDT soutient que les moyens centralisés de production relèveraient de la concession Tahiti-nord. Cette affirmation reste néanmoins discutable ; en effet,

- S'agissant des moyens thermiques, le contrat liste effectivement des unités de production relevant du périmètre de la concession Tahiti-nord. Toutefois, cette liste n'a plus été actualisée depuis 1999. Les unités mentionnées sont anciennes et, pour certaines, ne sont plus en service aujourd'hui. Dans ce contexte, il est difficile d'affirmer que les unités qui les ont remplacées auraient été construites dans le cadre de l'une ou l'autre des concessions, ou des deux à la fois. D'ailleurs, si les unités avaient été rattachées à l'une seule des concessions, il eût fallu alors faire apparaître en comptabilité des flux financiers entre les deux concessions, qui correspondent aux volumes d'électricité transférés de l'une à l'autre.
- S'agissant des moyens hydrauliques, du point de vue de la mission, la question fait peu de doute : ces installations relèvent de concessions de force hydraulique indépendantes des concessions de distribution ; elles ne sont d'ailleurs pas localisées dans le périmètre géographique de la concession Tahiti-nord et ne sont pas raccordées au réseau de distribution, mais à celui de la TEP.

3.4.2. La mise en place d'un « acheteur unique » permettrait le développement de la concurrence dans le domaine de la production et de la distribution

La mutualisation des moyens de production centralisés et leur développement dans un cadre de concurrence efficace devrait être assurée par un acheteur unique, qui serait chargé de conclure, à l'issue d'une mise en concurrence, des contrats de long terme avec les producteurs désireux de s'implanter sur le territoire pour répondre aux objectifs de la politique énergétique fixés par le gouvernement.

Le système serait alors le suivant :

- A la demande du gouvernement, la TEP élaborerait périodiquement un bilan prévisionnel de l'équilibre offre – demande pour l'ensemble du territoire. Dans ce cadre, elle établirait des scénarios de développement, en prenant en compte les orientations de politique énergétique fixées par le gouvernement ; elle s'assurerait du respect du critère de défaillance fixés par les pouvoirs publics et estimerait le coût de production et de transport qui en résulterait en fonction d'hypothèses macro-économiques.
- Sur la base du bilan prévisionnel, le gouvernement arrêterait la politique énergétique du Pays. Celle-ci devrait notamment définir les perspectives d'évolution de la demande et déterminer les moyens de production et de transport qu'il convient de mettre en place pour y répondre.
- A partir de la décision fixant la politique énergétique, l'acheteur unique engagerait, à la demande du gouvernement et pour son compte, un processus de mise en concurrence destiné à doter le Pays des infrastructures correspondantes. Il conclurait, au nom du Pays,

des contrats de long terme avec les producteurs retenus, agrègerait la production au sein du territoire, et la revendrait aux distributeurs, sur la base d'un tarif de cession arrêté par les pouvoirs publics et représentatif du coût d'approvisionnement, en niveau et en structure.

A titre transitoire, les installations actuellement en service qui ne disposent pas déjà d'un contrat d'achat spécifique se verraient proposer un contrat de long terme pour leur durée de vie résiduelle, à un tarif représentatif de leurs coûts de production, augmentés d'une marge de production représentative des bénéfices réalisés sur cette activité. Afin de garantir sa robustesse juridique, cette évolution contractuelle ne devrait pas bouleverser l'économie de l'exploitant.

3.4.3. La TEP doit se voir confier la fonction d'acheteur unique

S'agissant de la concrétisation de la politique énergétique, la fonction d'acheteur unique relève des prérogatives du territoire. Elle peut toutefois être transférée, sous son contrôle, à un acteur industriel qui en assurerait la mise en œuvre opérationnelle.

Compte-tenu de l'échelle du territoire, la mission considère qu'il faut privilégier le transfert de la mission d'acheteur unique à un acteur existant plutôt que d'envisager la création ex nihilo d'une structure spécifique. Dans cette perspective, et eu égard à l'exigence de neutralité qui doit être celle de l'opérateur, la TEP est, de toute évidence, la seule structure existant sur le territoire capable d'assurer cette fonction.

Ce rattachement à la TEP de la mission d'acheteur unique paraît d'autant plus logique que la fonction d'achat s'inscrit nécessairement dans le prolongement direct de l'activité de dispatching : elle vise, en effet, à rémunérer les producteurs pour les actions qu'ils ont engagées sur ordre du dispatcheur.

La mise en œuvre de ce dispositif doit être prévue par une loi de Pays, qui aurait pour objet de définir la nouvelle organisation du marché de l'électricité en Polynésie.

3.4.4. Cette solution est contestée par EDT pour des raisons juridiques

EDT conteste la légalité de l'approche proposée et a indiqué qu'il serait susceptible de s'y opposer par la voie contentieuse. Toutefois, la mission n'a pas été convaincue par les arguments juridiques avancés par cette entreprise, qui se fondent moins sur les stipulations du contrat que sur la mise en œuvre qui en a été faite sur le terrain. Afin de garantir la robustesse juridique de la démarche, la mission suggère que le Pays sollicite l'avis d'un cabinet d'avocats spécialisés dans le droit des concessions sur la question de la définition du périmètre des activités relevant du contrat de concession à EDT.

EDT a, en conséquence, proposé la mise en œuvre d'une solution alternative, fondée sur l'approche retenue dans les collectivités d'outre-mer exploitées par EDF – Systèmes électriques insulaires.

La mission considère toutefois que cette solution n'est pas compatible avec la décision du gouvernement de Polynésie française d'ouvrir à la concurrence les marchés de la production et de la distribution d'électricité.

En effet, EDF-SEI dispose d'un monopole de distribution (au titre de cette mission, EDF-SEI exerce également l'exploitation d'un réseau haute tension, qui assure une fonction équivalente au réseau de la TEP).

De plus, la mise en place d'une telle organisation implique de sortir de la logique de contrôle du concessionnaire par le concédant pour entrer dans une logique de régulation. Or, du fait des contrôles approfondis qu'elle nécessite pour garantir une réelle indépendance entre des structures intégrées au sein d'une même entreprise, elle se révèle très lourde à mettre en œuvre et mobilise des moyens humains importants, surtout dans un territoire qui ne se serait pas doté d'une autorité de régulation spécialisée.

Au surplus, en cas de non-respect de l'indépendance de l'acheteur unique, le contrôle juridictionnel ou de l'Autorité de la concurrence ne pourrait intervenir que de manière ponctuelle et aléatoire, et en tout état de cause qu'a posteriori.

La mission est donc très réservée sur cette solution, qui nécessiterait, en tout état de cause, de recueillir préalablement l'avis de l'Autorité polynésienne de la concurrence.

3.5. Pour remplir efficacement ces nouvelles missions, les moyens et la gouvernance de la TEP devraient être renforcés

3.5.1. La TEP devrait être adossée à un acteur de référence du secteur

La transformation de la TEP en gestionnaire du système électrique et acheteur unique de la production constitue un accroissement significatif des missions de l'entreprise. Les opposants à une extension de son périmètre d'activité ont invoqué devant la mission le fait qu'elle ne disposerait pas des moyens et de l'expertise nécessaires pour les exercer.

Afin de renforcer la TEP, la mission suggère qu'elle soit adossée à une entreprise de référence ayant une activité dans le même secteur. Pour lui permettre d'exercer un réel pouvoir sur le fonctionnement de la société, celui-ci devrait détenir au minimum une minorité de blocage.

Ce rôle était jusqu'ici assuré par la présence d'EDT au capital de l'entreprise. Toutefois, dans le prolongement des préconisations du rapport, le gestionnaire du système électrique ne devrait plus être lié à aucun intérêt dans le domaine de la production et de la distribution en Polynésie. Dans ces conditions, le maintien d'EDT au capital de la TEP pose donc problème.

Le Pays devrait donc engager des démarches afin de substituer un acteur indépendant à EDT au capital de la TEP. Dans cette perspective, et bien que ce ne soit pas le seul candidat envisageable, la mission recommande au Pays de se rapprocher du gestionnaire du réseau de transport métropolitain, RTE, avec lequel la TEP entretient déjà des relations.

3.5.2. La gouvernance de la TEP devrait être réformée

Le Pays détient aujourd'hui la majorité absolue des parts au capital de la TEP. Il dispose également de la majorité absolue des droits de vote. Compte-tenu des responsabilités qu'elle propose de confier à la TEP, la mission considère que le Pays est légitime à participer au capital et à la gouvernance de l'entreprise. Il pourra ainsi suivre plus étroitement la mise en place des nouvelles missions et, le cas échéant, les soutenir.

Néanmoins, la mission appelle l'attention du Pays sur le fait que l'étendue actuelle de ses pouvoirs sur la gestion de l'entreprise pourrait également dissuader un acteur de référence, qui pourrait s'inquiéter d'un risque de blocage politique du fonctionnement de l'entreprise.

Dans cette perspective et dans un souci de conforter la crédibilité de l'entreprise, la mission recommande que l'évolution du tour de table s'accompagne d'une refonte des statuts visant à écarter tout risque de paralysie institutionnelle. La solution pourrait prendre la forme d'une limitation volontaire des droits de vote du Pays au conseil d'administration et de la nomination d'administrateurs indépendants, permettant de prévenir et arbitrer les éventuels litiges entre actionnaires dans l'intérêt de la société.

La mission insiste sur le fait que si l'amélioration de la gouvernance de la TEP ne constitue pas un préalable à la recherche d'un nouvel investisseur, elle est néanmoins de nature à accroître l'intérêt des candidats potentiels pour l'entreprise.

3.5.3. L'évolution des missions de la TEP doit s'accompagner du transfert des ressources correspondantes

L'extension des missions de la TEP doit donner lieu au transfert à l'entreprise des ressources tarifaires correspondantes. Quel que soit l'actionnaire envisagé, ce point constitue, évidemment, un préalable à l'ouverture de discussions avec d'éventuels investisseurs.

La mission souligne à ce propos que l'essentiel des ressources à transférer à la TEP au titre des nouvelles missions qui lui seraient imparties concerne des missions qui sont actuellement remplies par EDT, et que leur transfert à la TEP ne devrait pas générer de surcoûts significatifs, dès lors que ces missions n'auront plus à être exercées par EDT.

4. La maîtrise des prix de l'électricité et le développement de la concurrence nécessite également un contrôle de conditions d'approvisionnement en combustible et de raccordement des producteurs

4.1. La mission a identifié un problème de concurrence dans les conditions d'accès aux infrastructures de déchargement et de stockage du fuel lourd

4.1.1. L'importation et le stockage du fuel lourd relève d'un monopole de fait

La société Pacific petroleum company est la seule à disposer sur le territoire d'infrastructures permettant le déchargement et le stockage du fuel lourd, principalement utilisé pour la production d'électricité. Compte-tenu des besoins, il n'est évidemment pas économiquement rationnel de dupliquer ces équipements. La société dispose donc d'un monopole de fait sur l'accès à ce combustible.

La mission considère que ces infrastructures de déchargement et de stockage de fuel lourd devraient pouvoir être regardées comme constituant des « facilités essentielles »

La régulation des activités pétrolières ne relève pas, stricto sensu, du périmètre de la mission. Elle n'y est néanmoins pas totalement étrangère, dans la mesure où :

- le coût d'approvisionnement en fuel lourd constitue une composante très significative du coût de production de l'électricité ;
- l'accès à ces infrastructures constitue un préalable au développement de la concurrence dans la production thermique.

En droit de la concurrence, le fait de disposer d'un monopole de fait ne constitue pas nécessairement une anomalie, si la situation répond à une rationalité économique ; ce qui semble ici être le cas. En revanche, le fait pour acteur économique d'abuser de sa position dominante sur un marché serait constitutif d'une infraction.

La mission n'a pas été en mesure d'approfondir son analyse de cette activité. Toutefois, plusieurs acteurs ont souligné devant elle que les tarifs d'utilisation des infrastructures concernées apparaissaient très élevés en comparaison de ceux observés pour d'autres produits pétroliers pour lesquels il existe une réelle concurrence. La mission considère que ce constat justifie que le gouvernement se penche sur le fonctionnement de ce marché.

4.1.2. L'autorité de la concurrence devrait être saisie des pratiques dans l'importation et le stockage de fuel lourd

Compte-tenu de l'impact du coût d'approvisionnement en fuel lourd pour le pouvoir d'achat des consommateurs polynésien, la mission suggère au gouvernement de saisir l'Autorité de la concurrence, nouvellement installée, des pratiques dans le secteur de l'importation et du stockage de fuel lourd.

La mission n'a pas examiné la question d'un éventuel abus de position dominante, sur lequel elle n'a aucun élément concret. Elle considère néanmoins que l'Autorité de la concurrence, si elle était saisie, pourrait s'attacher à déterminer si, compte-tenu de la situation de monopole de fait, l'activité est susceptible d'être qualifiée de « facilité essentielle » pour le territoire, et s'il y a lieu de prévoir des conditions d'accès régulées et non discriminatoires des tiers importateurs.

4.2. Les pratiques en matière de raccordement des installations de production posent toujours problème

4.2.1. Le raccordement des installations de production décentralisées demeure problématique

Dans son précédent rapport, la mission avait déjà relevé que les conditions de raccordement des installations de production qui doivent être définies par la réglementation n'étaient pas suffisamment formalisées et que leur facturation manquait de transparence.

Elle proposait la création d'une structure chargée d'arbitrer les litiges sur l'application des règlements, conventions, règles et procédures nécessaires au traitement transparent et non discriminatoire des acteurs du système électrique par les opérateurs en charge d'un monopole naturel de distribution et de transport. Elle suggérait également la mise en place d'instances de concertation entre les différentes catégories d'acteurs du système électrique. Ces préconisations, pourtant relativement aisées à mettre en œuvre, ne l'ont pas été.

Si quelques progrès ont été accomplis en matière de formalisation des procédures, les producteurs contestent toujours avec véhémence leur correcte application et dénoncent une tarification peu

transparente et excessivement coûteuse, en comparaison des opérations réalisées par les entreprises prestataires. De plus, le concessionnaire est souvent accusé de favoriser les projets réalisés par les entreprises qui lui sont liées, notamment celle appartenant au même groupe. Ces affirmations sont contestées par EDT. Il n'en reste pas moins, que cette question constitue un sujet de méfiance récurrent de la part des installateurs.

4.2.2. Compte-tenu de ses implications en matière de concurrence, l'Autorité de la concurrence pourrait vérifier le respect par le concessionnaire des principes de transparence et de non-discrimination en matière de raccordement

La convention conclue avec le Pays ne prévoit pas le contrôle approfondi par la mission des conditions de raccordement et les éléments fournis par les producteurs ne lui permettent pas de se prononcer sur la réalité de l'existence de pratiques litigieuses.

Toutefois, compte-tenu des implications concurrentielles du sujet et de la récurrence des critiques à l'endroit du concessionnaire, la mission suggère que le gouvernement saisisse l'Autorité de la concurrence des pratiques en matière de raccordement au réseau des installations de production d'électricité, en vue de vérifier le respect des principes de transparence et de non-discrimination à l'égard des tiers.

5. La structure des tarifs de vente n'est pas soutenable et devrait être revue

Le périmètre de la présente mission se limite à une assistance dans la définition de la méthode de détermination du niveau des tarifs de vente. Toutefois, il apparaît à la mission que le gouvernement devrait également réexaminer la structure de ces tarifs (catégories et niveau relatif des postes de la grille tarifaire).

En théorie économique, la structure des tarifs de vente doit refléter au mieux la structure des coûts de production sous-jacents pour chaque catégorie de consommateurs. Lorsque cette concordance est assurée, l'augmentation ou la diminution de la consommation est neutre pour l'équilibre économique du système électrique, car elle correspond à une évolution proportionnelle des coûts induits.

Inversement, à long terme, une discordance trop prononcée entre les tarifs et les coûts pour une catégorie de consommateurs donnée induit des comportements préjudiciables à l'équilibre économique du système : les consommateurs bénéficiant de tarifs inférieurs aux coûts sont enclins à augmenter leur consommation sans que ce comportement ne génère de recettes suffisantes pour assurer le financement de la production correspondante, tandis que les consommateurs supportant des prix supérieurs aux coûts sont incités à diminuer leur consommation, privant le système des recettes nécessaires à son équilibre. En tendance, ce système est donc structurellement déficitaire et n'est pas viable.

La structure progressive des tarifs polynésiens est source de distorsions manifestes : pour le tarif résidentiel, les deux premières tranches sont déficitaires et leur financement repose sur les consommateurs de la troisième tranche, qui supportent par conséquent des tarifs élevés, très supérieurs au coût de production de la fraction d'énergie correspondante. En conséquence, les

Mission relative aux prix et à la concurrence dans le secteur de l'électricité en Polynésie

consommations dans la troisième tranche ont diminué au point qu'elles ne permettent plus le financement des tranches déficitaires. Ce phénomène s'accélère sous l'effet de la baisse du coût de production photovoltaïque, jusqu'à atteindre aujourd'hui un niveau inférieur au tarif de la troisième tranche, qui permet aux consommateurs d'écrêter leur consommation soutirée sur le réseau.

La mission insiste sur la difficulté qu'il y a à maintenir une telle politique tarifaire à l'avenir et recommande d'engager dès que possible un réexamen de la structure tarifaire.